87-00243/

Table des matières

Points saillants	1
Rapport du président	2
Participations financières	4
Marché de l'énergie	6
SOQUIP Alberta	8
Revue financière	13
Rétrospective quinquennale	21
Exploration SOQUIP	22
SOQUIP Atlantique	23
Gaz Métropolitain	24
GNC Québec	26
Division du Gaz porté	27
Projets spéciaux	28
Administration et Affaires publiques	30
Conseil d'administration et Direction	31
Renseignements additionnels	32

Aperçu de la Société

SOQUIP a été créée en 1969 par le gouvernement du Québec, qui, depuis, détient le capital-actions de la Société. À l'origine entreprise d'exploration pétrolière, SOQUIP a par la suite élargi son champ d'activités et est devenue une société diversifiée dans le secteur des hydrocarbures.

Par sa présence active dans l'exploration et la production pétrolière et gazière dans différentes régions du Canada, ainsi que dans l'approvisionnement énergétique et la distribution du gaz naturel au Québec, SOQUIP a développé une compétence reconnue dans le domaine de l'énergie, un secteur-clé de l'activité économique du Québec.

La Société a atteint, au cours des dernières années, ses objectifs de croissance et de rentabilité. Les actifs de SOQUIP et de ses sociétés associées dépassent aujourd'hui un milliard de dollars.

Secteurs d'activités

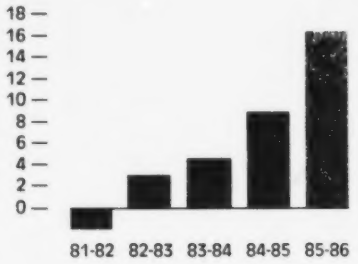
Que ce soit seule ou de préférence avec des partenaires, SOQUIP oeuvre principalement dans les secteurs d'activités suivants :

- l'exploration et la production pétrolière et gazière conventionnelles et l'exploration en mer;
- l'approvisionnement en gaz naturel d'une partie des marchés du Québec;
- la distribution du gaz naturel;
- le développement de projets énergétiques visant à favoriser l'essor économique du Québec;
- la consultation dans le domaine de l'exploration pétrolière.

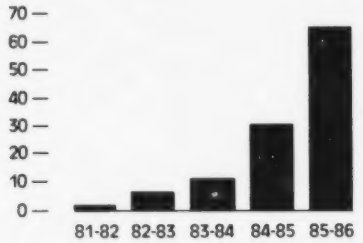
POINTS SAILLANTS

- Bénéfice de 16,1 millions de dollars, une augmentation de 7,2 millions de dollars comparativement à l'exercice prédécent.
- Vente à Gaz Métropolitain de toutes les actions que SOQUIP détenait dans Gaz Inter-Cité Québec.
- Obtention du gouvernement de l'Alberta d'un troisième permis d'exportation.
- Bénéfice net de 1,6 million de dollars de SOQUIP Alberta, dès la première année de l'intégration des actifs de Sundance Oil.
- Acquisition de nouvelles actions dans Gaz Métropolitain pour 22,6 millions de dollars.
- Ouverture d'un centre de compression de gaz naturel à Saint-Élie d'Orford et augmentation significative des ventes de gaz naturel par fardier.
- Création du consortium SOLIGAZ, dans le but de réaliser un projet d'approvisionnement de Montréal en liquides de gaz naturel.
- Signature d'un contrat de consultation de deux ans dans le domaine de l'exploration pétrolière au Maroc.

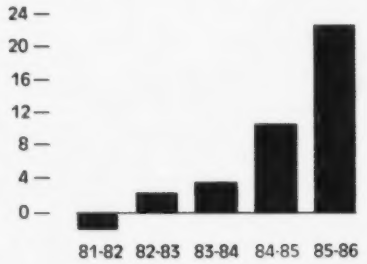
Bénéfice net
(en milliers de $)



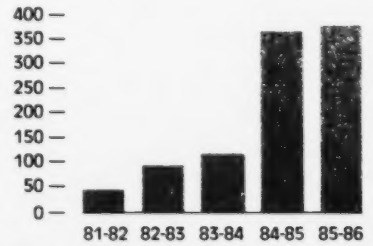
Revenus bruts totaux
(en milliers de $)

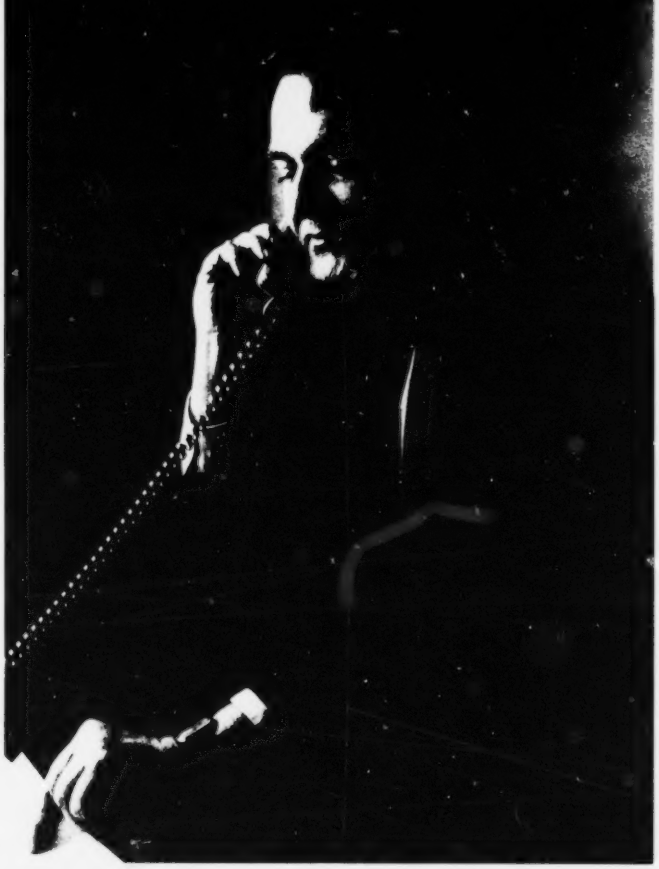


Fonds générés par les opérations
(en milliers de $)



Actif total
(en milliers de $)





Le bénéfice net et les revenus totaux de la Société ont atteint de nouveaux sommets en 1985-1986, malgré une baisse des prix du pétrole et du gaz naturel au cours du dernier trimestre.

RAPPORT DU PRÉSIDENT

SOQUIP a connu une bonne année, tant au point de vue financier qu'au niveau de la réalisation des principaux objectifs de son programme de développement.

Le bénéfice net d'exploitation et les revenus de SOQUIP ont atteint de nouveaux sommets, par suite principalement des résultats de SOQUIP Alberta Inc., de la bonne performance de Gaz Métropolitain, inc. (GMi), de l'augmentation des ventes de la division du Gaz porté et de l'application de mesures reliées à la réduction des dépenses générales et administratives.

Même si une application conforme de ses principes comptables ne l'exigeait pas, la Société a tout de même procédé à la radiation de propriétés pétrolifères et gazéifères pour un montant de 70 700 000 $. Cette radiation, traitée comme un redressement des bénéfices des années antérieures, a pour but de reconnaître certaines dépenses d'exploration, faites avant le 31 mars 1981, sans que n'aient été découvertes de réserves d'hydrocarbures commercialement exploitables.

Exploration, production et approvisionnement

Malgré un contexte de forte concurrence et de baisse des prix pétroliers, SOQUIP Alberta a réalisé un bénéfice net, dès sa première année complète d'exploitation après l'intégration des actifs canadiens de Sundance Oil Company en décembre 1984.

Durant le dernier exercice, SOQUIP Alberta a considérablement augmenté ses activités de forage et de production de gaz naturel, de pétrole et de liquides associés au gaz naturel.

Depuis 1983, SOQUIP Alberta contribue à produire une partie des volumes de gaz naturel vendus au Québec, grâce aux permis d'exportation accordés à SOQUIP par le gouvernement de l'Alberta. Une nouvelle autorisation, obtenue au début de 1986, permettra à SOQUIP Alberta et à ses associés

de fournir un peu plus de 12% des approvisionnements gaziers du Québec.

Au cours de l'année, SOQUIP, par le biais de sa participation dans PAREX, a été associée à douze nouveaux forages, principalement au large de Terre-Neuve. Malgré les succès encourageants de notre programme d'exploration sur la côte Atlantique, depuis près de trois ans, nos investissements futurs devront tenir compte de l'évolution des prix de l'énergie, des changements apportés aux mesures gouvernementales d'encouragement du secteur pétrolier et de la capacité financière de la Société.

Par ailleurs, les résultats peu encourageants des deux forages effectués en 1985 dans la baie d'Hudson nous forceront à réduire substantiellement nos activités dans cette région.

Distribution du gaz naturel

Le 7 mai 1985, SOQUIP convenait de vendre à GMi l'intérêt de 49% qu'elle détenait dans Gaz Inter-Cité Québec (GICQ). Cette décision permettait à GMi d'acquérir toutes les actions de GICQ, élargissant ainsi ses marchés et consolidant sa position dans le domaine de l'énergie. Il s'agissait d'un autre développement dans la série d'actions entreprises par SOQUIP depuis qu'elle s'est vu confier, au début de la présente décennie, la responsabilité de voir à la réalisation des objectifs d'expansion des marchés gaziers au Québec.

Dans le cadre de ses activités de développement des marchés gaziers au Québec, SOQUIP a poursuivi avec succès l'expansion de sa division du Gaz porté. Les ventes de gaz naturel par fardier ont plus que doublé comparativement à l'année précédente. Cette croissance résulte principalement de la construction, par la Société, d'un poste de compression dans la région de Sherbrooke.

Autres faits importants

Dans le cadre de son implication dans des projets énergétiques pouvant contribuer de façon significative au développement économique du Québec, SOQUIP annonçait au printemps 1986 la création du consortium SOLIGAZ dans le but de mettre sur pied à Montréal un système permanent d'approvisionnement en liquides de gaz naturel. Le consortium regroupe, outre SOQUIP, Alberta Natural Gas, Gaz Métropolitain et Le Groupe SNC.

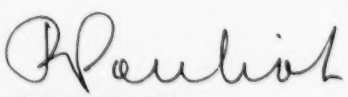
En septembre 1985, SOQUIP concluait une entente avec la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale (CPCAI), dans le cadre d'un projet d'assistance technique dans le domaine pétrolier au Maroc.

Au Québec, SOQUIP a poursuivi ses travaux d'exploration à Pointe-du-Lac et dans la région de Saint-Flavien afin de confirmer le potentiel d'utilisation de champs gaziers connus comme réservoirs de stockage souterrain pour le gaz naturel. Les résultats de ces travaux ont permis de conclure à la faisabilité technique du projet de Pointe-du-Lac et des démarches ont été entreprises auprès de GMi quant à l'utilisation du réservoir par ce distributeur.

Malgré l'accroissement de son chiffre d'affaires, SOQUIP a été amenée à prendre un certain nombre de mesures afin d'alléger sa structure administrative. Ainsi, par suite principalement de la diminution de ses activités d'exploration au Québec, la Société a dû, vers la fin de l'exercice, réduire ses effectifs.

Pour 1986-1987, la stratégie de développement à court terme de SOQUIP sera grandement tributaire de l'évolution des prix pétroliers et des objectifs de l'actionnaire quant à l'avenir de la Société.

Au terme de ma première année chez SOQUIP, je tiens à remercier les administrateurs pour l'appui qu'ils m'ont accordé, et les membres du personnel de la Société pour la qualité de leur contribution en cette période de changements organisationnels.



Richard Pouliot
Président et chef de la direction

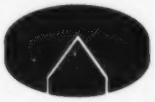
SOQUIP
PARTICIPATIONS
FINANCIÈRES

SOQUIP ALBERTA

SOQUIP
100%

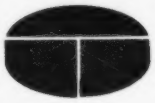
EXPLORATION SOQUIP

SOQUIP
100%



Gaz Métropolitain

SOQUIP
20%



GNC QUEBEC Ltée

SOQUIP
25%

CNG
FUEL SYSTEM
50%

GAZ
MÉTROPOLITAIN
25%

SOLIGAZ

SOQUIP
50%

ALBERTA
NATURAL GAS
20%

GAZ
MÉTROPOLITAIN
20%

LE GROUPE SNC
10%

EXPLORATION SOQUIP ALBERTA

SOQUIP
ALBERTA
99%

SOQUIP
1%

SOQUIP ATLANTIQUE

EXPLORATION
SOQUIP
100%

PAREX

SOQUIP
ATLANTIQUE
33 1/3 %

ABERFORD
RESOURCES
(FRONTIER)
33 1/3 %

DENISON MINES
(ATLANTIC)
33 1/3 %

Au centre, M. Jean A. Guérin, vice-président, Planification. À gauche, M. André L'Écuyer, directeur, Stratégie de développement, et à droite, M. Richard Fredette, directeur, Politiques énergétiques et réglementation.

L'effondrement des prix du pétrole et la déréglementation ont marqué la scène énergétique québécoise et canadienne au cours de la dernière année.

MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

Sur la scène internationale, l'événement le plus marquant de l'année est sans conteste l'effondrement du prix du pétrole, lequel, après avoir atteint 35 $ US le baril en 1980, se situait à environ 12 $ US, en avril 1986. En termes réels, ce prix correspond à celui de 1973, année du premier grand choc pétrolier (graphique 1). Les conséquences de cette chute des prix sont multiples : important ralentissement des activités de l'industrie des hydrocarbures, érosion des revenus des producteurs et report de nombreux projets d'investissement. Par contre, la situation devrait être bénéfique aux industries grandes consommatrices d'énergie.

AU CANADA

Tel que prévu dans l'Accord de l'Ouest en mars 1985, les prix et la commercialisation du pétrole brut canadien ont été totalement déréglementés le 1er juin 1985. Les vendeurs et les acheteurs de pétrole brut négocient maintenant librement les prix sur les marchés tant domestique qu'international. Grâce à la déréglementation, la baisse des prix du pétrole sur le marché international s'est répercutée sur les prix du pétrole canadien.

Au niveau du gaz naturel, était signée, le 31 octobre dernier, l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel, autorisant la mise en place au Canada d'un régime de tarification plus souple et axé sur les conditions du marché. Une période de transition d'un an a été établie pour permettre aux distributeurs, expéditeurs et producteurs de négocier le prix du gaz naturel qui sera livré selon des contrats à long terme déjà en vigueur avant le 1er novembre 1985. Les prix ainsi fixés ne seront appliqués que le 1er novembre 1986.

Cependant, l'Entente autorise, depuis le 1er novembre dernier, les consommateurs à acheter du gaz naturel des producteurs à des prix négociés soit directement, soit par l'entremise d'accords conclus avec les distributeurs, ces

derniers devant être en mesure d'offrir un service de transport à contrat. Quant aux distributeurs, ils peuvent également, depuis le 1er novembre 1985, négocier avec leurs fournisseurs actuels de gaz des rabais sur certains volumes. Ils seront ainsi en mesure de faire face, dès maintenant, sur des marchés spécifiques, à la concurrence des autres formes d'énergie et à celle des ventes ou achats directs.

SOQUIP Alberta et ses producteurs associés ont déjà signé un programme de commercialisation autorisant SOQUIP à consentir à certains clients de Gaz Métropolitain, inc., pour une période se terminant le 1er novembre 1986, des rabais sur quelque 255 millions de mètres cubes (9 milliards de p.c.) sur une base annualisée.

Le nouveau régime de prix du gaz naturel respecte le caractère réglementé des secteurs du transport et de la distribution. Dans le cadre de l'Entente, l'Office national de l'énergie (ONE) a examiné l'impact des ventes directes sur TransCanada PipeLines (TCPL).

L'ONE a tenu à cet égard des audiences auxquelles SOQUIP a participé activement. La Société a souligné que dans le cadre du nouveau régime de prix, il devenait essentiel d'élargir l'accessibilité du réseau de TCPL, sans pour autant que cela se fasse au détriment de cette compagnie et de ses utilisateurs qui possèdent des contrats à long terme.

AU QUÉBEC

Depuis la récession de 1981-1982, le Québec a connu, parmi les provinces canadiennes, une des croissances économiques les plus soutenues. En 1985, le taux de croissance du Québec s'établissait à 4,3% en termes réels, tandis que la consommation totale d'énergie augmentait pour une deuxième année consécutive. Il s'agissait seulement de la deuxième hausse depuis 1979. Le taux d'augmentation de 1985 s'est situé à environ 1,3%.

La pénétration du marché énergétique québécois par le gaz naturel et l'électricité, aux dépends des produits pétroliers, s'est poursuivie en 1985 (graphique 2). Les ventes de gaz ont dépassé les 5 milliards de mètres cubes (179 milliards de p.c.), en hausse de 19% par rapport à 1984, pour plus de 15% du marché de l'énergie en 1985. La consommation totale d'électricité s'accroissait de près de 7%, pour s'élever à plus de 132 milliards de kWh, soit 39% du bilan énergétique. Quant à la demande de produits pétroliers énergétiques, elle diminuait de 7%, à environ 41 000 mètres cubes (258 000 barils) par jour, soit quelque 45% du marché.

Le secteur du raffinage au Québec a été également marqué au début de 1986 par la fermeture de la raffinerie de Gulf à Montréal. Cette fermeture, la quatrième depuis 1983, ne laisse plus au Québec qu'une capacité nominale de raffinage de 50 000 mètres cubes par jour (315 000 barils par jour), soit une baisse de près de 50% depuis 1980, alors que la demande de produits pétroliers a baissé d'environ 35% au cours de la même période.

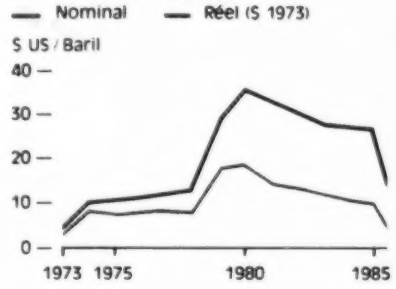
L'accroissement du marché du gaz naturel en 1985 tient largement à sa position concurrentielle avantageuse par rapport au pétrole, et cela, malgré les efforts soutenus d'Hydro-Québec pour offrir de nouveaux programmes tarifaires qui donnent, dans certains segments du marché, un léger avantage à l'électricité par rapport au gaz.

Depuis le début de 1986, la baisse du prix du pétrole sur le marché international, et la déréglementation sur le marché canadien, ont entraîné une chute du prix du mazout lourd, à la sortie des raffineries à Montréal, de 195 $ le mètre cube (4,68 $ le GJ en équivalent gaz naturel) en décembre 1985, à environ 94 $ (2,26 $ le GJ) au début de mai 1986. Le prix de gros du gaz naturel à Toronto est actuellement de 3,79 $ le GJ. De façon générale, on peut s'attendre à ce qu'une telle baisse amplifie les effets escomptés de l'application du nouveau régime de prix du gaz naturel en novembre 1986.

Enfin, le marché du gaz naturel au Québec pourrait également être affecté par les transactions directes entre consommateurs de gaz et producteurs. La Régie de l'électricité et du gaz a autorisé ce genre de transactions en s'assurant toutefois qu'elles n'affecteront d'aucune façon les clients du réseau de distribution qui continueront d'acheter leur gaz du distributeur.

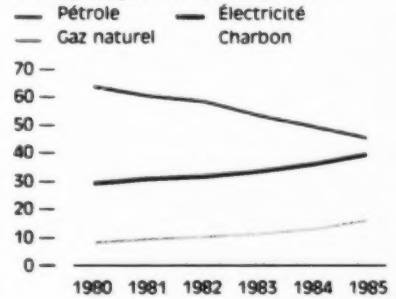
GRAPHIQUE 1

Prix « spot » du pétrole léger de l'Arabie Saoudite



GRAPHIQUE 2

La part de chaque forme d'énergie dans le bilan énergétique du Québec (En %)



M. Richard Pouliot, président du conseil d'administration de SOQUIP Alberta et M. Lewis C. Cameron, président et chef de la direction

L'année 1985-1986 fut remplie de succès pour SOQUIP Alberta. La compagnie a connu une croissance remarquable et a réalisé, entre autres, un bénéfice net de 1,6 millions de dollars.

SOQUIP ALBERTA

SOQUIP Alberta Inc., filiale à part entière de SOQUIP, est une entreprise de taille moyenne dans le domaine de l'exploration et de la production de pétrole et de gaz naturel. Principalement active en Alberta, cette filiale a aussi des intérêts dans les autres provinces de l'Ouest canadien.

SOQUIP Alberta a surtout pour mandat de découvrir, développer et mettre en production les réserves de gaz nécessaires pour fournir une partie des volumes requis par l'expansion des marchés de gaz naturel au Québec. En effet, SOQUIP ayant obtenu des permis du gouvernement albertain pour exporter du gaz naturel de cette province vers le Québec, SOQUIP Alberta est devenue un des nombreux producteurs de l'Ouest sous contrat pour fournir du gaz au marché québécois.

Au cours de l'année 1985-1986, SOQUIP Alberta a connu une croissance remarquable, grâce surtout à l'acquisition, en décembre 1984, de Sundance Oil Company. En dépit de la chute des prix du pétrole, pendant les trois derniers mois de l'exercice, et des coûts élevés du financement de l'acquisition de Sundance, cette filiale a réalisé un bénéfice net de 1,6 million de dollars pour l'année.

Les revenus bruts provenant de la vente d'hydrocarbures se sont élevés à 57,7 millions de dollars. Les ventes de gaz naturel ont été de 37,6 millions de dollars, par suite de la production de 377,8 millions de mètres cubes (13,4 milliards de p.c.) de gaz, pour une augmentation d'environ 400% du volume. La production de pétrole brut et de liquides associés au gaz naturel a connu une progression semblable; les revenus du pétrole se sont élevés à 8,8 millions de dollars et ceux des produits liquides à 11,3 millions de dollars.

De plus, l'un des principaux objectifs de SOQUIP Alberta a été atteint au cours de l'année, soit la mise en production des réserves prouvées acquises lors de l'achat de Sundance. Des contrats de gaz ont été négociés et des ententes de transport conclues à partir des régions de North Hoadley, de Brightview et de Leafland.

EXPLORATION ET DÉVELOPPEMENT

L'exploration et le développement de réserves de gaz, en vue de fournir le marché québécois en pleine croissance, constituaient le principal but visé en 1985-1986. SOQUIP Alberta détenait des intérêts dans 59 puits forés pendant l'année, dont 16 puits de pétrole, 26 puits de gaz et 17 puits abandonnés. Parmi ces puits, 16 furent forés sans frais pour la compagnie.

Hoadley

Les activités dans la région de Hoadley ont été concentrées sur le développement des capacités de livraison, en vue de fournir à Progas et à SOQUIP le gaz faisant l'objet de contrats de vente, de même que sur la préservation des permis de pétrole et de gaz dans la région. En 1985-1986, neuf puits furent forés résultant en six puits de gaz et deux puits de pétrole. Ces forages ajoutèrent 245 millions de mètres cubes (8,8 milliards de p.c.) aux réserves de la compagnie. De plus, 15 kilomètres de gazoduc furent construits et deux stations de compression installées. Ce programme a eu pour résultat d'accroître la production de SOQUIP Alberta, dans cette région, d'environ 423 000 mètres cubes (15 millions de p.c.) par jour.

La région de Hoadley a fourni 37% de la production de gaz de la compagnie en 1985-1986.

Brightview

SOQUIP Alberta détient, dans la région de Brightview, un intérêt moyen de 72,5% dans des permis de pétrole et de gaz portant sur 5 020 hectares (12 400 acres). Cette région représente, pour la compagnie, sa plus grande réserve de gaz non encore développée. Les efforts ont porté, en 1985-1986, sur la préservation des permis de SOQUIP Alberta, en effectuant des forages et en exécutant les plans de développement en vue de rassembler et traiter les réserves de gaz.

Les réserves de cette région font présentement l'objet d'un contrat avec SOQUIP et il sera nécessaire de les développer pour la fin de 1986-1987, afin de maintenir les capacités de livraison.

En 1985-1986, SOQUIP Alberta a pris part au forage de sept puits, dans cette région, donnant trois puits de gaz, trois puits de pétrole et la possibilité d'un puits mixte de pétrole et de gaz.

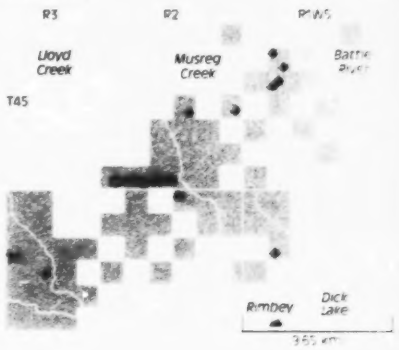
De nouvelles activités de forage, de même que la construction d'installations pour recueillir le gaz et d'une usine de traitement, sont prévues à Brightview, en 1986-1987.

Wintering Hills

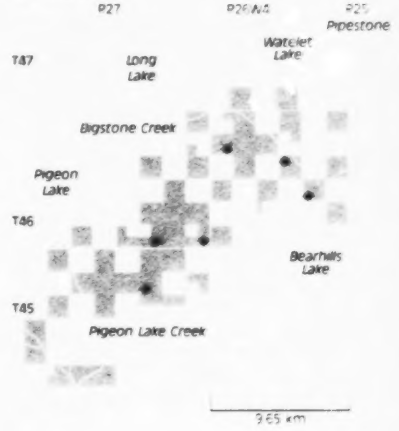
SOQUIP Alberta détient des intérêts dans 4 560 hectares (11 270 acres), dans la région de Wintering Hills située à 95 kilomètres à l'est de Calgary. Ces terrains, qui comprennent 119 puits de gaz et 66 puits de pétrole, ont fourni 30% de la production de gaz de SOQUIP Alberta et 63% de sa production de pétrole, en 1985-1986.

Un programme de forage touchant quatre puits de gaz et trois puits de pétrole fut entrepris en 1985-1986. Le résultat de ces forages a permis à SOQUIP de remplir ses obligations contractuelles quant à la livraison de gaz à TransCanada PipeLines et de maintenir la production de pétrole de ce champ.

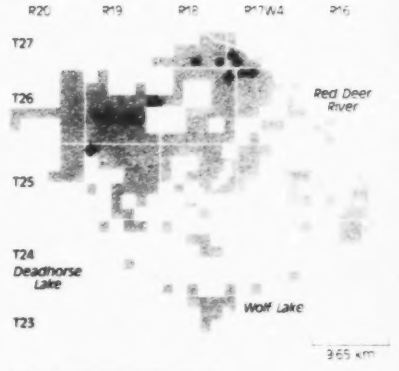
Hoadley



Brightview



Wintering Hills



Domaine minier de SOQUIP Alberta

Puits de SOQUIP Alberta
- Puits producteurs de gaz
- Puits producteurs de pétrole
- Puits suspendus de gaz et de pétrole

Usine de traitement de gaz

M. René Monjo, vice-président, Exploration, et M. John L. Fenniak, vice-président, Production.

Les efforts d'exploration de SOQUIP Alberta, en 1985-1986, ont été accrus de manière significative par rapport à l'année précédente.

EXPLORATION ET DOMAINE MINIER

Les efforts d'exploration de SOQUIP Alberta, en 1985-1986, ont été accrus de manière significative par rapport à l'année précédente.

Dans le but de générer des projets d'exploration d'une dimension appropriée et de consolider le domaine minier, la compagnie a acquis des intérêts dans 15 685 hectares (38 745 acres) bruts ou 10 170 hectares (25 120 acres) nets.

À la fin de l'année, le domaine minier de SOQUIP Alberta était de 421 100 hectares (1 040 115 acres) bruts ou 122 272 hectares (302 013 acres) nets.

Domaine minier

(au 31 mars 1986)

	Hectares (acres)	
	Brut	Net
Alberta	367 911 (908 739)	107 272 (264 961)
Colombie-Britannique	48 482 (119 750)	14 523 (35 871)
Saskatchewan	1 662 (4 105)	168 (418)
Manitoba	192 (474)	24 (59)
Territoires-du-Nord-Ouest	2 853 (7 047)	285 (704)
TOTAL	421 100 (1 040 115)	122 272 (302 013)

De plus, la compagnie a participé à l'acquisition de 755 kilomètres de données géophysiques, permettant de continuer l'évaluation de ses propriétés et de mieux définir ses projets d'exploration.

Les projets d'exploration de SOQUIP Alberta, pour 1986-1987 et les années à venir, sont orientés vers le sud et le centre de l'Alberta, sans que ne cesse l'évaluation des autres propriétés dans les régions de Peace River High, par exemple, et du nord de l'Alberta, de même que dans des régions choisies en Colombie-Britannique et en Saskatchewan.

PRODUCTION

L'acquisition de Sundance Oil Company a permis une hausse considérable de la production de SOQUIP Alberta en 1985-1986.

Au cours de l'année, une bonne partie des réserves prouvées, non encore en production et acquises dans la transaction, ont fait l'objet de contrats et d'ententes pour le transport et furent mises en production. Ces efforts ont résulté en une amélioration importante de la production.

La production quotidienne moyenne de gaz, en 1985-1986, aura été de 1 034 000 mètres cubes (36,7 millions de p.c.) soit une augmentation de 480% par rapport aux 216 900 mètres cubes (7,7 millions de p.c.) par jour produits l'année précédente.

La production de liquides associés au gaz naturel a été en moyenne de 187 mètres cubes (1 178 barils) par jour, en 1985-1986, une augmentation de 980%, par rapport à la moyenne de 19 mètres cubes (121 barils) par jour en 1984-1985.

Quant à la production de pétrole brut, elle s'est améliorée de façon encore plus considérable en 1985-1986 avec, en moyenne, 114 mètres cubes (720 barils) par jour, comparativement à neuf mètres cubes (56 barils) par jour, en 1984-1985.

La majeure partie de la production de SOQUIP Alberta provient de deux régions-clés de la province : Hoadley et Wintering Hills. Alors que durant cette année 37% du gaz naturel et 74% des liquides associés au gaz produits par la compagnie reviennent à Hoadley, 30% du gaz, 16% des liquides associés et 63% du pétrole brut produits viennent de Wintering Hills. Et pour l'année 1986-1987, il est prévu que la production de ces deux régions comptera pour une part encore plus grande de la production totale de SOQUIP Alberta.

Production quotidienne

	1984-85	1985-86	% d augmentation
Gaz naturel			
milliers de mètres cubes (millions de p.c.)	216,9 (7,7)	1 034,0 (36,7)	480
Pétrole			
mètres cubes (barils)	9 (56)	114 (720)	1 200
Liquides associés au gaz naturel			
mètres cubes (barils)	19 (121)	187 (1 178)	980

Les activités de forage, en 1985-1986, ont fait plus que remplacer les quantités produites. Les réserves, en 1986, ont augmenté de 113 millions de mètres cubes (4 milliards de p.c.) par rapport aux réserves de 1985, en équivalent de gaz.

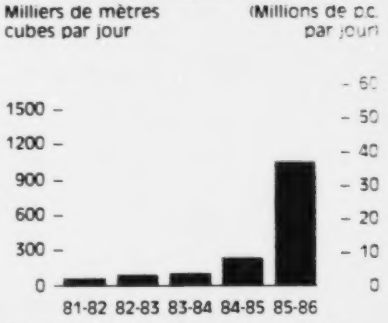
Ces additions aux réserves sont imputables principalement aux activités de forage dans les régions de Hoadley et de Brightview, au centre de l'Alberta, et dans la région de Wintering Hills, au sud.

Les réserves estimées de SOQUIP Alberta, au 31 mars 1986, sont illustrées dans le tableau qui suit. Il s'agit de la part de la compagnie en réserves prouvées, avant déduction des redevances, d'après les calculs de ses ingénieurs.

Réserves prouvées

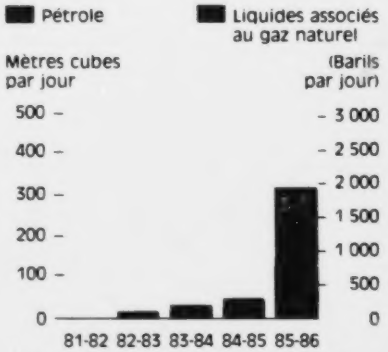
	Gaz naturel	Liquides associés au gaz naturel	Pétrole
	Millions de m^3 (milliards de p.c.)	Milliers de m^3 (milliers de barils)	Milliers de m^3 (milliers de barils)
Réserves au 31 mars 1985	6 017,9 (213,6)	970,6 (6 115)	365,7 (2 301)
Additions	684,6 (24,3)	—	162,2 (1 021)
Révisions	250,7 (8,9)	—	—
Production	377,5 (13,4)	68,3 (430)	41,8 (263)
Réserves au 31 mars 1986	6 074,3 (215,6)	902,3 (5 685)	486,1 (3 059)

Production nette de gaz



La production jusqu'en 1984-1985 est celle de SOQUIP — division Ouest

Production nette de pétrole et de liquides associés au gaz naturel



La production jusqu'en 1984-1985 est celle de SOQUIP — division Ouest

PERSPECTIVES

L'année qui vient s'annonce difficile pour l'ensemble de l'industrie pétrolière. La récente chute des prix mondiaux et la déréglementation du gaz naturel au Canada le 1er novembre 1986 affecteront les revenus des producteurs. Seule une augmentation continue de la production permettra à SOQUIP Alberta de poursuivre sa croissance, ce qui nécessite le maintien d'un haut niveau d'exploration et de développement.

À cette fin, une activité importante est entre autres prévue dans les régions de North Hoadley, de Brightview et de Leafland. De plus, la compagnie, qui n'entend pas se limiter à l'exploration du gaz naturel, cherchera également à accroître son pourcentage de revenu du pétrole brut. Dans ce but, la compagnie est devenue l'un des fondateurs de CanPet Marketing Ltd en octobre 1985. Depuis le début de 1986, CanPet a mis en marché, avec succès, pétrole brut et liquides associés au gaz naturel, au Canada et aux État-Unis, au nom de producteurs pétroliers indépendants.

Au cours de l'année qui vient, la compagnie devra également bénéficier de fonds pour d'autres projets d'exploration, lesquels, en plus de lui permettre de développer des réserves pour fournir une partie des marchés en expansion de gaz naturel au Québec, renforceront sa viabilité à long terme.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Richard Pouliot
Président du conseil
d'administration
Cap-Rouge (Québec)
Président et chef de la direction
SOQUIP

Lewis C. Cameron
Calgary (Alberta)
Président et chef de la direction
SOQUIP Alberta Inc.

Gilles Blondeau
Montréal (Québec)
Président
Groupe Optimum Inc.

Jacques V. Goyer
Ville Mont-Royal (Québec)
Vice-président, Services financiers
Fiducie du Québec

Pierre Martin
Ville Mont-Royal (Québec)
Président et chef de la direction
Gaz Métropolitain, inc.

Jacques Payan
Calgary (Alberta)
Président et chef de la direction
Corexcal Inc.

Clifford A. Rae
Calgary (Alberta)
Avocat
Macleod Dixon

James L. Roman
Calgary (Alberta)
Consultant

Arthur R. Smith
Calgary (Alberta)
Président
Lavalin Services Inc.

Robert L. Vachon
Outremont (Québec)
Président du conseil
d'administration
Le Groupe Christie Ltée

DIRECTION

Lewis C. Cameron
Président et chef de la direction

John L. Fenniak
Vice-président, Production

René Monjo
Vice-président, Exploration

Henri Lefebvre
Contrôleur

René Bédard
Secrétaire de la compagnie

REVUE FINANCIÈRE

En 1985-1986 SOQUIP a réalisé les meilleurs résultats de son histoire. En plus de l'accroissement de son bénéfice de quelque 2,9 millions de dollars en raison de la normalisation de sa dépense d'épuisement, résultat de la radiation de certaines propriétés pétrolifères et gazéifères, la Société a réalisé un bénéfice de 13,2 millions de dollars sur ses opérations et placements.

Le rendement de 10,6% sur l'avoir moyen redressé de SOQUIP est plus représentatif de l'effort consacré par la direction de la Société à la rentabilisation des opérations depuis que la Société est passée, le 1er avril 1981, du stade de l'exploration au stade de l'exploitation.

Le bénéfice très satisfaisant du Gaz Métropolitain, par suite de l'acquisition de Gaz Inter-Cité Québec, et une performance acceptable de SOQUIP Alberta sur le plan des résultats financiers, ont permis à la Société de réduire son déficit redressé de 16,1 millions de dollars. De plus, une rationalisation des effectifs au siège social en fin d'exercice et les résultats remarquables de l'effort d'exploration dans l'Ouest du Canada ont contribué positivement aux résultats d'ensemble, sans toutefois que le plein effet de ces initiatives ne se soit fait sentir en 1985-1986.

Malgré la stabilité relative des taux d'intérêt à un bas niveau, l'année 1986-1987 s'annonce difficile pour l'industrie du pétrole et du gaz, en raison de la chute dramatique des prix des hydrocarbures dans un contexte de marché libéralisé. Des mesures ont déjà été prises pour tenter de pallier l'effet négatif d'une réduction prévue des fonds autogénérés sur la liquidité de l'entreprise dans ce contexte incertain.

M. Marcel Baillargeon, contrôleur et M. Jean R. Lajoie, vice-président, Finances.

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

J'ai vérifié le bilan consolidé de la Société québécoise d'initiatives pétrolières — SOQUIP au 31 mars 1986 ainsi que l'état consolidé des résultats, l'état consolidé du déficit et l'état consolidé de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

Comme le mentionne la note 3, la Société a procédé à une radiation rétroactive des coûts d'acquisition et d'exploration de certaines propriétés pétrolifères et gazéifères. Cette radiation n'était pas requise selon la méthode de la capitalisation du coût entier adoptée par SOQUIP, puisque la valeur de recouvrement des réserves prouvées de pétrole et de gaz a toujours excédé, depuis le 31 mars 1982, le coût amorti des propriétés pétrolifères et gazéifères.

À mon avis, à l'exception du fait que cette radiation de certaines propriétés pétrolifères et gazéifères n'était pas requise, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 mars 1986 ainsi que les résultats de ses opérations et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Le vérificateur général du Québec,

Rhéal Chatelain, F.C.A

Québec, le 18 juin 1986

SOQUIP

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSULTATS CONSOLIDÉS
de l'exercice terminé le 31 mars 1986 (en milliers de dollars)

	1986	1985
REVENUS		(notes 3 et 15)
Ventes de pétrole et de gaz naturel (notes 11 et 14)	62 439	24 316
Moins: redevances	10 992	3 472
	51 447	20 844
Participation dans les résultats nets de compagnies satellites (note 5)	13 445	8 357
Autres revenus	—	864
	64 892	30 065
DÉPENSES		
Pétrole et gaz naturel	12 574	5 422
Amortissement et épuisement	15 539	6 332
Frais généraux et d'administration	7 017	5 115
Frais financiers nets (note 12)	14 472	3 814
	49 602	20 683
BÉNÉFICE, COMPTE NON TENU DES POSTES SUIVANTS	15 290	9 382
Profit sur aliénation de placement	1 000	—
Dévaluation d'un placement	(175)	(500)
	825	(500)
BÉNÉFICE NET	16 115	8 882

ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE
de l'exercice terminé le 31 mars 1986 (en milliers de dollars)

	1986	1985
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		(notes 3 et 15)
Bénéfice net	16 115	8 882
Éléments ne modifiant pas les liquidités:		
Amortissement et épuisement	15 539	6 332
Dévaluation d'un placement	175	500
Participation dans les résultats nets des compagnies satellites, déduction faite des dividendes versés	(8 501)	(4 624)
Profit sur aliénation de placement	(1 000)	—
Virement d'avances sur contrats de vente de gaz	172	(624)
Fonds générés par les opérations	22 500	10 466
Variation des actifs et passifs à court terme hors liquidités	(137)	9 434
Fonds générés par les activités d'exploitation	22 363	19 900
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Dette à long terme — variation nette	(5 685)	156 819
Obligations découlant de contrats de location-acquisition — variation nette	(592)	3 258
Émission d'actions	—	39 900
Fonds (absorbés) générés par les activités de financement	(6 277)	199 977
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENTS		
Acquisitions de propriétés pétrolifères et gazélfères	(20 620)	(12 407)
Acquisitions d'immobilisations	(7 001)	(8 592)
Acquisitions de placements	(31 581)	(9 784)
Acquisition de Sundance Oil Company	(953)	(187 220)
Subventions en vertu de programmes d'encouragement pétrolier	8 259	492
Produit d'aliénation de placement	34 020	—
Fonds absorbés par les activités d'investissements	(17 876)	(217 511)
(DIMINUTION) AUGMENTATION DES LIQUIDITÉS	(1 790)	2 366
LIQUIDITÉS AU DÉBUT	12 087	9 721
LIQUIDITÉS À LA FIN	10 297	12 087

Les liquidités de la Société comprennent l'encaisse et les dépôts à terme moins l'emprunt bancaire présenté à court terme.

(L.R.Q., chapitre S-22)

BILAN CONSOLIDÉ

Au 31 mars 1986 (en milliers de dollars)

SOQUIP

ACTIF	1986	1985 (notes 3 et 15)
À court terme		
Encaisse et dépôts à terme	12 724	16 167
Débiteurs (note 4)	20 596	24 351
Subventions à recevoir en vertu de programmes d'encouragement pétrolier	2 694	371
Stock de matériel de forage — au coût	530	601
Frais payés d'avance	800	935
	37 344	42 425
Placements (note 5)	89 497	82 610
Propriétés pétrolifères et gazéifères (notes 3 et 6)	203 641	202 553
Immobilisations (note 7)	42 135	38 447
	372 617	366 035

PASSIF	1986	1985 (notes 3 et 15)
À court terme		
Emprunt bancaire	2 427	4 080
Créditeurs et frais courus	25 754	29 445
Versements échéant au cours du prochain exercice:		
Dette à long terme (note 8)	2 691	241
Avances sur contrats de vente de gaz	399	1 000
Obligations découlant de contrats de location-acquisition (note 9)	592	525
	31 863	35 291
Dette à long terme (note 8)	172 417	178 102
Avances sur contrats de vente de gaz	5 606	5 434
Obligations découlant de contrats de location-acquisition (note 9)	2 666	3 258

AVOIR DE L'ACTIONNAIRE		
Capital-actions (note 10)	203 900	203 900
Déficit	43 835	59 950
	160 065	143 950
	372 617	366 035

Engagements et éventualités (note 13)

Pour le conseil d'administration

Robert L. Vachon
Président du conseil

Richard Pouliot
Président et chef de la direction

SOQUIP

DÉFICIT CONSOLIDÉ

de l'exercice terminé le 31 mars 1986 (en milliers de dollars)

	1986	1985
Bénéfices non répartis déjà établis au début de l'exercice	10 750	3 168
Redressement affecté aux exercices antérieurs — Radiation des coûts de certaines propriétés pétrolifères et gazéifères (note 3)	70 700	72 000
Solde redressé — Déficit au début de l'exercice	59 950	68 832
Bénéfice net de l'exercice	16 115	8 882
Déficit à la fin de l'exercice	43 835	59 950

NOTES COMPLÉMENTAIRES — 31 MARS 1986

1. CONSTITUTION ET OBJETS

La Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP), compagnie à fonds social constituée par loi spéciale en 1969, a pour objets, directement ou en participation, la recherche, la mise en valeur, la production, l'emmagasinage, le transport, l'achat, l'importation et la vente des hydrocarbures liquides ou gazeux. Depuis le 1er avril 1981, la Société doit avoir un objectif de rentabilité dans la réalisation de ses objets.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers de la Société ont été préparés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus. Ces états comprennent des montants fondés sur les meilleurs jugements et estimations.

Consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et de ses filiales en propriété exclusive: Exploration SOQUIP inc. et sa filiale, SOQUIP Alberta inc. et sa filiale, Sundance Oil Company et sa filiale, et Sundance Oil Canada Ltd.

Placements

La Société comptabilise ses placements à la valeur de consolidation lorsque sa participation dans les titres comportant droit de vote d'une compagnie émettrice est d'au moins 20 % et d'au plus 50 %, dans la mesure où la Société exerce à l'égard de cette compagnie une influence sensible sur les décisions financières et administratives. Selon cette méthode, le placement est inscrit au coût et est augmenté de la part de la Société dans le bénéfice net de la compagnie à compter de la date d'acquisition. Lorsqu'une perte est encourue ou un dividende payé par cette compagnie, le placement est diminué pour la quote-part de la Société. L'excédent du prix payé sur la valeur comptable des actions acquises est amorti sur une période n'excédant pas 40 ans, selon la méthode de l'amortissement linéaire. Cet amortissement est imputé aux revenus de participation dans les résultats nets de compagnies satellites.

Propriétés pétrolifères et gazéifères

La Société applique la méthode de la capitalisation du coût entier, avec, comme unique centre de coûts, le Canada.

Selon la méthode de capitalisation du coût entier, la Société impute à ses propriétés pétrolifères et gazéifères tous les coûts se rapportant à l'exploration et à la mise en valeur. Ces coûts comprennent les frais d'acquisition de concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les dépenses locatives des terrains inexploités et les frais de forage, de même que les frais généraux reliés à l'exploration et à la mise en valeur.

La Société capitalise les intérêts sur emprunts reliés à certains éléments d'actif au taux effectif d'intérêt sur sa dette à long terme. Ces éléments d'actif comprennent les terrains inexploités dont l'évaluation n'a pas été entreprise ou complétée, de même que les projets importants en cours de forage, de mise en valeur ou de construction.

Ces coûts sont identifiés à des projets dont l'évaluation est complétée ou à des projets en voie d'évaluation. Les coûts accumulés des projets dont l'évaluation est complétée sont amortis selon la méthode de l'épuisement proportionnel calculé selon les quantités produites par rapport aux estimations de réserves pétrolières et gazières prouvées.

Les propriétés pétrolifères et gazéifères relatives à l'ensemble des projets dont l'évaluation est complétée sont évaluées au moindre de la valeur amortie ou de la valeur de recouvrement des réserves prouvées de pétrole et de gaz.

Les coûts accumulés des projets en voie d'évaluation, comprenant des projets importants auxquels aucune réserve prouvée n'a encore été attribuée, sont exclus du calcul de l'épuisement jusqu'à ce que des réserves prouvées soient découvertes ou que le projet soit considéré abandonné.

Les subventions auxquelles la Société a droit en vertu de programmes d'encouragement du secteur pétrolier sont comptabilisées en réduction du coût des propriétés pétrolifères et gazéifères.

Les coûts d'acquisition et d'exploration de certaines propriétés pétrolifères et gazéifères déterminées par la direction de SOQUIP, comportant des frais encourus depuis le début des opérations jusqu'au 31 mars 1981 et qui n'ont pas donné lieu à la découverte de réserves d'hydrocarbures économiquement exploitables, ont été radiés.

Immobilisations
Les immobilisations sont comptabilisées au coût d'acquisition. L'amortissement est calculé selon la méthode du taux constant appliqué au solde dégressif aux taux annuels suivants:

Usines de traitement de gaz	5 %
Gazoduc	6 %
Entrepôts et équipement	5 % à 20 %
Matériel roulant	8 % à 30 %.

Les améliorations locatives sont amorties proportionnellement à leur durée d'utilisation déterminée en fonction du bail.

Contrats de location-acquisition
Lorsque, aux termes d'un bail, pratiquement tous les avantages et les risques inhérents à la propriété du bien loué sont à l'avantage ou à la charge de la Société, le coût du bien loué ainsi que la valeur actuelle de l'obligation qui en découle sont comptabilisés comme s'il s'agissait d'une acquisition d'actif et d'un emprunt. Les biens faisant ainsi l'objet d'un bail-acquisition sont amortis selon la même méthode que les autres immobilisations.

Activités en participation
La Société exerce fréquemment ses activités en participation. Les états financiers ne tiennent compte que de la quote-part de la Société.

Conversion de devises étrangères
Les postes des états financiers en devises étrangères ont été convertis en dollars canadiens en utilisant les cours suivants: l'actif et le passif à court terme de même que la dette à long terme, au cours de clôture; autres éléments d'actif et de passif, au cours pratiqué à la date d'acquisition ou de prise à charge; les revenus et les frais, au cours moyen de l'exercice, sauf pour l'épuisement et l'amortissement convertis au cours utilisé pour les éléments d'actif auxquels ils se rapportent. Les gains et les pertes résultant de la conversion de la dette à long terme sont amortis sur la durée résiduelle de la dette.

Impôts sur le revenu
La Société et certaines de ses filiales ne sont pas assujetties aux impôts sur le revenu. Les filiales assujetties aux impôts utilisent la méthode du report d'impôts pour tenir compte des écarts temporaires entre le revenu comptable et le revenu imposable.

Avances sur contrats de vente de gaz
La Société a reçu des avances en vertu de contrats de vente de gaz stipulant que l'acheteur a l'obligation de prendre livraison du gaz à une date fixe ou de payer immédiatement, la livraison étant reportée à plus tard. La Société est tenue, en vertu de ces contrats, de livrer au minimum 10 % du gaz payé d'avance durant les cinq premiers mois de chaque année visée par un tel contrat. Ces livraisons ont débuté durant le mois de novembre 1984 et se poursuivront jusqu'au remboursement complet des avances. Les revenus sont reconnus au moment de la livraison.

3. REDRESSEMENT AFFECTÉ AUX EXERCICES ANTÉRIEURS — RADIATION DES COÛTS DE CERTAINES PROPRIÉTÉS PÉTROLIFÈRES ET GAZÉIFÈRES

Avant le 1er avril 1981, la Société était au stade de l'exploration; conséquemment toutes ses dépenses, moins les revenus divers, étaient capitalisées au poste Propriétés pétrolifères et gazéifères. Au 1er avril 1981, la Société a déterminé qu'elle était en exploitation. Au 31 mars 1982, l'évaluation des réserves prouvées de pétrole et de gaz excédait le coût amorti des propriétés pétrolifères et gazéifères. Il en a été de même pour les exercices subséquents.

La méthode de la capitalisation du coût entier suivie par SOQUIP n'exige pas de radiation si la valeur de recouvrement des réserves prouvées de pétroles et de gaz excède le coût amorti des propriétés. La Société a toutefois décidé de radier de façon rétroactive au 31 mars 1981, les coûts d'acquisition et d'exploration de certaines propriétés pétrolifères et gazéifères qui avaient été encourus depuis le début des opérations de SOQUIP jusqu'au 31 mars 1981 et qui n'ont pas donné lieu à la découverte d'hydrocarbures économiquement exploitables.

Cette radiation rétroactive a pour effet de réduire les postes suivants:

	1986 (000 $)	1985 (000 $)
Propriétés pétrolifères et gazéifères — coût amorti	70 700	70 700
Amortissement et épuisement de l'exercice	—	1 300
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	70 700	72 000

et d'augmenter le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 mars 1986 de 2 913 000 $ représentant l'épuisement s'y rapportant.

4. DÉBITEURS

	1986 (000 $)	1985 (000 $)
Compagnies satellites	4 453	3 332
Société en participation	3 599	4 276
Autres	12 544	16 743
	20 596	24 351

SOQUIP

5. PLACEMENTS

	participation (%)	1986 (000 $)	1985 (000 $)
À la valeur de consolidation			
Gaz Métropolitain, inc. (a)			
8 000 000 (1985: 5 950 000) actions ordinaires, sans valeur nominale (cours boursier 88 000 000 $; 1985: 53 550 000 $)	20,01	76 227	44 015
GNC Québec Ltée (a)			
350 000 (1985: 100 000) actions ordinaires, sans valeur nominale et avance de 554 500 $ (1985: 472 000 $)	25,00	—	46
Parex, société en nom collectif (b)	33,33	13 270	10 547
Gaz Inter-Cité Québec Inc.			
(1985: 27 005 682 actions ordinaires, sans valeur nominale)	—	—	28 002
		89 497	82 610

(a) L'exercice financier de Gaz Métropolitain, inc. se termine le 30 septembre et celui de GNC Québec Ltée le 31 décembre. La participation dans les résultats nets de ces compagnies satellites au montant de 13 445 000 $ a été établie à partir d'états financiers vérifiés à ces dates respectives et d'états financiers non vérifiés pour les périodes allant jusqu'au 31 mars 1986. Les dividendes encaissés au cours de l'exercice s'élèvent à 4 944 000 $.

(b) Cette société en nom collectif a été formée par une filiale en propriété exclusive de SOQUIP et deux autres partenaires dans le but de réaliser des activités d'exploration au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve. Les frais de gestion de 200 000 $ s'y rapportant sont capitalisés au coût du placement. La récupération de la valeur du placement dépend du succès des activités futures de Parex qui est actuellement au stade de l'exploration.

La quote-part de SOQUIP dans l'actif, le passif et l'avoir des associés de Parex au 31 mars 1986 est résumée ci-dessous:

	1986 (000 $)	1985 (000 $)
Actif	13 978	14 926
Passif	1 397	4 771
Avoir de SOQUIP	12 581	10 155

L'exercice financier de Parex se terminant le 31 décembre, les chiffres ci-dessus proviennent des états financiers non vérifiés de Parex au 31 mars 1986.

6. PROPRIÉTÉS PÉTROLIFÈRES ET GAZÉIFÈRES

	1986 (000 $)	1985 (000 $)
Évaluation complétée	272 266	261 482
Moins: Radiation (note 3)	74 900	74 900
	197 366	186 582
En voie d'évaluation	24 744	22 214
	222 110	208 796
Épuisement accumulé	22 669	10 443
Moins: Radiation (note 3)	4 200	4 200
	18 469	6 243
	203 641	202 553

Des intérêts sur la dette à long terme de 1 996 000 $ (1985: 595 000 $) et des frais généraux de 3 368 000 $ (1985: 998 000 $) ont été capitalisés au cours de l'exercice au coût des propriétés.

7. IMMOBILISATIONS

	1986			1985
	Coût (000 $)	Amortissement accumulé (000 $)	Net (000 $)	Net (000 $)
Usines de traitement de gaz, équipement, entrepôts et terrains	43 117	5 551	37 566	33 539
Gazoduc	1 172	199	973	1 036
Équipement et matériel roulant loués en vertu de contrats de location-acquisition	4 025	429	3 596	3 872
	48 314	6 179	42 135	38 447

8. DETTE À LONG TERME

	1986 (000 $)	1985 (000 $)
SOQUIP		
Emprunts sans intérêt remboursables au rythme de la production de certaines réserves de gaz	236	327
Exploration SOQUIP inc.		
Billet sans intérêt remboursable à compter de juin 1986 jusqu'en juin 1988 par tranches annuelles de 2 500 000 $, le solde échéant en juin 1989	10 177	10 177
SOQUIP Alberta inc.		
Emprunt bancaire remboursable par versements trimestriels sur une période de six ans à compter du 1er avril 1987. Les remboursements seront établis en fonction du niveau d'emprunt et des fonds générés par l'actif donné en garantie. Ce montant comprend 6 048 000 $ US dont la conversion en dollars canadiens au 31 mars 1986 est de 8 442 000 $ (1985: 5 111 000 $ US; 8 923 000 $ CAN)	149 937*	147 301
Emprunt bancaire d'un montant initial de 15 000 000 $, remboursable en trois versements annuels égaux à compter du 1er avril 1986. (Le premier versement a été fait par anticipation le 1er avril 1985.)	10 000*	15 000
Emprunt bancaire remboursable à demande et portant intérêt au taux préférentiel canadien majoré de 3/8 %	2 913	3 528
Autres dettes		
Passif estimatif découlant de l'acquisition de Sundance Oil Company remboursable par tranches inégales jusqu'en 1999	1 845	2 010
	164 695	167 839
	175 108	178 343
Versements échéant au cours du prochain exercice	2 691	241
	172 417	178 102

* Conformément à une entente conclue le 17 décembre 1984 avec une banque à charte canadienne, 29 000 000 $ portent intérêt aux taux des acceptations bancaires et 80 900 000 $ portent intérêt au taux préférentiel canadien ou américain majoré de 3/8 %. Le solde de 50 000 000 $ porte intérêt à 10,93% par année. Au 31 mars 1986, le taux moyen pondéré de ces emprunts s'établit à 11,6%.

Les emprunts bancaires sont garantis par le nantissement de toutes les propriétés pétrolifères et gazéifères productives et non productives de SOQUIP Alberta inc., par la cession de ses comptes débiteurs et de l'ensemble de ses contrats de vente d'hydrocarbures.

9. OBLIGATIONS DÉCOULANT DE CONTRATS DE LOCATION

Le tableau suivant indique les versements minimaux à effectuer après le 31 mars 1986 en vertu des engagements découlant de baux, ainsi que la valeur actualisée des obligations découlant de contrats de location-acquisition.

Exercice financier:	Contrats location-acquisition (000 $)	Contrats location-exploitation (000 $)
1987	954	1 089
1988	954	1 090
1989	954	1 095
1990	1 313	486
1991	—	489
Total des versements minimaux	4 175	4 249
Moins: Montant représentant les intérêts calculés au taux moyen de 12,12%	917	
Valeur actualisée	3 258	
Moins: Versements échéant au cours du prochain exercice	592	
Obligations découlant de contrats de location-acquisition	2 666	

10. CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions de la Société est constitué d'actions d'une valeur nominale de 50 $ chacune détenue par le gouvernement du Québec.

	1986 (000 000 $)	1985 (000 000 $)
AUTORISÉ		
5 100 000 actions	255,0	255,0
ÉMIS ET VERSÉ		
4 078 000 actions	203,9	203,9

SOQUIP

SOUSCRIPTIONS ADDITIONNELLES

En vertu de la Loi sur la Société québécoise d'initiatives pétrolières, il est prévu que le solde du capital-actions autorisé et non souscrit de 51 100 000 $ pourrait être versé au cours des prochains exercices.

11. VENTES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Ce montant représente les ventes réalisées principalement à partir de réserves appartenant à la Société ou à ses filiales en propriété exclusive. Il ne comprend pas une somme de 24 493 000 $ (1985 : 11 967 000 $) correspondant aux ventes faites au prix coûtant par SOQUIP à titre d'agent intermédiaire en vertu de certains contrats d'approvisionnement.

12. FRAIS FINANCIERS NETS

	1986 (000 $)	1985 (000 $)
Intérêts sur dette à long terme	17 692	5 365
Intérêts sur obligations découlant de contrats de location-acquisition	430	239
Revenus d'intérêts sur dépôts	(1 654)	(1 195)
	16 468	4 409
Intérêts capitalisés aux propriétés pétrolifères et gazélfères	1 996	595
	14 472	3 814

13. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

(a) En vertu du contrat de société constituant Parex en septembre 1983, la filiale d'Exploration SOQUIP Inc. est, avec ses partenaires, conjointement et solidairement responsable des obligations de la société Parex. La quote-part du montant d'investissement additionnel prévu dans ce contrat, net des subventions anticipées des programmes d'encouragement pétrolier, s'établit à environ 7 000 000 $.

(b) Le 8 avril 1986, la Société s'est portée garante avec un de ses partenaires du paiement de certains frais devant être encourus dans le cadre d'un projet de développement de marché. La quote-part de la Société dans cet engagement conditionnel s'élève au montant maximum de 890 000 $.

(c) En vertu des dispositions de régimes de retraite à prestations déterminées, la Société s'est engagée, sous certaines conditions, à combler tout déficit actuariel éventuel. Selon l'évaluation actuarielle effectuée en date du 31 décembre 1985, les régimes de retraite de la Société étaient entièrement capitalisés.

(d) En plus des engagements encourus dans le cours normal de ses affaires, la Société et l'une de ses filiales, à titre de commandités, sont responsables des obligations de deux sociétés en commandite.

(e) Une action civile a été intentée contre une filiale de la Société au montant de 1 500 000 $ US (2 094 000 $ CAN) plus dommages et frais légaux, concernant un contrat de location d'immeubles. La Société est d'avis qu'elle a honoré toutes ses obligations et qu'elle possède une demande reconventionnelle valable à faire valoir à l'encontre de cette poursuite.

14. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Dans le cours normal des affaires, la Société a conclu des opérations de ventes de gaz au montant de 12 330 000 $ (1985 : 4 708 000 $) avec une compagnie satellite.

15. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains chiffres de 1985 ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation adoptée en 1986.

RÉTROSPECTIVE QUINQUENNALE

SOQUIP

Données financières (*) (000 $)	85-86	84-85	83-84	82-83	81-82
Ventes d'hydrocarbures	62 439	24 316	5 244	4 138	2 176
Revenus totaux	64 892	30 065	10 752	7 768	1 834
Bénéfice net	16 115	8 882	4 675	3 117	(1 725)
Fonds générés par les opérations	22 500	10 466	3 490	2 375	(2 045)
Acquisitions de propriétés pétrolifères et gazéifères	21 573	179 726	41 220	30 978	5 690
Avoir de l'actionnaire	160 065	143 950	95 168	60 492	38 375
Total de l'actif	372 617	366 035	117 828	93 111	45 595
Données sur les activités					
Production					
gaz naturel — millions de mètres cubes	392,6	90,7	35,7	31,9	22,3
(milliards de p.c.)	(13,9)	(3,2)	(1,26)	(1,13)	(0,79)
pétrole et liquides associés au gaz naturel — mètres cubes	110 128	10 290	6 263	917	—
(barils)	(693 034)	(64 827)	(39 413)	(5 770)	—
Réserves prouvées					
gaz naturel — millions de mètres cubes	6 235	6 239,5	1 128,5	1 171,7	—
(milliards de p.c.)	(220,1)	(220,3)	(39,8)	(41,4)	—
pétrole et liquides associés au gaz naturel — milliers de mètres cubes	1 388,4	1 335,8	194,4	194,2	—
(milliers de barils)	(8 744)	(8 415,4)	(1 223,3)	(1 221,1)	—
Domaine minier (**)					
brut — milliers d'hectares	13 507	26 366	39 029	45 323	46 022
(milliers d'acres)	(33 767)	(65 915)	(97 572)	(113 307)	(115 055)
net — milliers d'hectares	233	452,1	13 231	12 325	12 886
(milliers d'acres)	(582)	(1 130)	(33 077)	(30 812)	(32 215)
Données sur les sociétés associées (000 $)					
Chiffre d'affaires	929 774	824 184	706 593	548 748	—
Bénéfice net	67 206	36 402	30 255	17 483	—
Dividendes reçus par SOQUIP	4 944	3 733	3 307	2 408	—
Actif net	417 833	340 690	288 971	231 978	—
Part de l'actif net attribuable à SOQUIP	88 637	82 610	68 202	37 115	—

* Certains chiffres des années antérieures ont été redressés pour les rendre comparables aux données de l'exercice clos le 31 mars 1986

** Inclut côte Atlantique

M. Jacques Plante, vice-président, Exploration-Production de SOQUIP, et Mme Hélène Belleau, secrétaire de direction.

EXPLORATION SOQUIP

Exploration SOQUIP Inc. s'engageait, en 1981, dans un important programme d'exploration s'échelonnant sur une période de cinq ans dans la baie d'Hudson.

Des relevés géophysiques furent effectués en 1982 et 1983, et quatre sites de forage étaient identifiés à l'été 1984. En septembre de la même année, Trillium Exploration Corporation se joignait au groupe déjà formé de Canadian Occidental Petroleum Ltd., Onexco Oil & Gas Limited et Sogepet Limited, et devenait l'opérateur du projet.

À l'été 1985, Exploration SOQUIP participait à deux forages, l'un avec le groupe Trillium et l'autre avec le groupe ICG Resources Ltd., lequel détenait un accord d'exploration distinct. Exploration SOQUIP concluait, au mois d'avril 1985, une convention d'amodiation avec Omega Hydrocarbons par laquelle cette dernière pouvait gagner un intérêt dans les deux forages.

Le puits Trillium, SOQUIP, Onexco *et al.*, Beluga 0-23, foré dans 179 mètres d'eau, a atteint une profondeur totale de 2 215 mètres. Il fut abandonné le 15 septembre 1985 sans qu'on ait rencontré d'hydrocarbures en quantité commerciale.

Exploration SOQUIP participa également au forage du puits ICG *et al.*, Netsiq N-01, foré dans 200 mètres d'eau. Ce puits atteignit une profondeur totale de 1 040 mètres et fut abandonné le 21 octobre 1985.

Exploration SOQUIP détient présentement un intérêt de 21 % dans 400 000 hectares (988 000 acres) et a l'option de gagner un intérêt de 23 1/3 % dans environ 11 millions d'hectares (27 170 000 acres) en participant à un autre forage.

Il est fort peu probable toutefois que la Société poursuive ses activités d'exploration dans cette région, étant donné les résultats des derniers forages et les changements apportés au Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

SOQUIP ATLANTIQUE

Les activités d'exploration pétrolière de SOQUIP au large de la côte Atlantique se sont poursuivies, en 1985-1986, par le biais de sa participation dans PAREX, société créée en septembre 1983.

Douze nouveaux forages d'exploration et de délimitation ont été effectués durant l'année dans le cadre d'ententes d'exploration avec Petro-Canada, Bow Valley Industries Ltd., Esso Resources Canada Limited et East Coast Energy Ltd. À la fin de l'exercice, le domaine minier de SOQUIP Atlantique s'élevait à 451 342 hectares (1 128 355 acres), principalement dans la région des Grands Bancs, au large des côtes de Terre-Neuve. Au total, la Société a maintenant participé à 19 forages, dont sept ont révélé un potentiel de production de pétrole et / ou de gaz naturel.

Dans le cadre de l'entente d'exploration conclue en novembre 1983 avec Petro-Canada, SOQUIP Atlantique détient un intérêt dans quatre puits producteurs de pétrole : Terra Nova K-08 (1,67 %), Beothuk M-05 (1,67 %), Terra Nova K-07 (1,67 %) et Terra Nova I-97 (0,42 %). Ces forages ont confirmé la présence de quantités importantes de pétrole, de même que l'étendue du réservoir de la structure de Terra Nova. Les prochaines activités de forage dans cette région dépendront des conditions économiques dans l'industrie.

L'entente d'amodiation conclue en mars 1984 avec Bow Valley a permis à SOQUIP Atlantique de gagner un intérêt de 2,34 % dans les découvertes de Whiterose N-22 et de Whiterose J-49 au large des côtes de Terre-Neuve. Un troisième forage, Whiterose L-61, est en cours.

L'entente signée en novembre 1984 avec Esso couvre la région de Flemish Pass, au large de Terre-Neuve. SOQUIP Atlantique a acquis un intérêt de 4,17 % dans l'Accord d'exploration n° 240 en forant le puits Baccalieu I-78. Un intérêt équivalent pourra être obtenu dans l'Accord d'exploration n° 241 avec le forage du puits Kyle L-11 à l'été 1986. Une nouvelle entente avec Esso, sur le plateau de Nouvelle-Écosse, a permis d'acquérir un intérêt dans l'Accord d'exploration n° 122 avec le forage du puits Merigomish C-52.

Au centre, M. René Bédard, vice-président, Affaires juridiques, et directeur, Domaine minier. À gauche, Mme Louise Rousseau, gestionnaire des contrats et à droite, M. Pierre S. Boivin, conseiller juridique.

En plus, PAREX détient, depuis mai 1985, un intérêt de 2,692 % dans l'Accord d'exploration n° 150 au large des côtes de la Nouvelle-Écosse où deux forages, Louisbourg J-47 et Citadel H-52, ont été effectués.

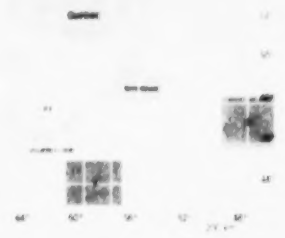
Contrat de service de SOQUIP

Dès sa création, PAREX a confié l'interprétation détaillée des données géophysiques et géologiques, ainsi que de celles des forages, à une équipe de professionnels de SOQUIP à Québec. Le travail d'évaluation du potentiel pétrolier de l'ensemble du territoire de PAREX, sur la côte Est du Canada, devrait être complété d'ici la fin de 1986.

Activités futures

Les activités futures de PAREX seront concentrées dans les régions des principales découvertes. Dans l'immédiat, les seuls forages envisagés sont ceux requis par les ententes d'amodiation existantes.

Domaine minier de PAREX 1 et 2 (au 31 mars 1986)



Domaine minier de PAREX 1

Domaine minier de PAREX 2

Domaine minier de PAREX

- Localisation
- Puits sec
- Puits de pétrole
- Indices de pétrole
- Puits de gaz
- Puits de pétrole et de gaz

La décision de SOQUIP de vendre, en 1985, ses intérêts dans Gaz Inter-Cité Québec à Gaz Métropolitain était motivée, entre autres, par le fait que la transaction allait permettre la création d'une société québécoise de plus grande envergure dans le secteur de la distribution de l'énergie.

GAZ MÉTROPOLITAIN

Dans le cadre de la diversification de ses activités dans le domaine de l'énergie, SOQUIP se portait acquéreur, en 1981 et 1982, de 20% des actions de Gaz Métropolitain, inc. (GMi). Depuis lors, la Société a toujours maintenu ce niveau de participation dans cette entreprise et joué avec elle un rôle de premier plan dans la croissance des marchés gaziers au Québec, un des principaux objectifs de la politique québécoise en matière d'énergie.

Créée en 1957, GMi a comme principales activités le transport et la distribution du gaz naturel au Québec. Le réseau de distribution de GMi s'est considérablement élargi au cours de la dernière année. En effet, le 7 mai 1985, SOQUIP, Inter-City Gas Corporation et la Caisse de dépôt et placement du Québec convenaient de vendre à GMi toutes les actions qu'elles possédaient dans Gaz Inter-Cité Québec Inc. (GICQ), laquelle détenait, depuis mars 1981, le droit exclusif de distribution du gaz naturel dans l'Est du Québec. Le territoire desservi par GMi était jusque-là limité à l'île de Montréal et à plusieurs municipalités situées dans un rayon de 100 kilomètres.

Lors d'une transaction séparée, GMi se portait acquéreur de toutes les actions de Gaz Provincial du Nord de Québec Ltée et de Champion Pipeline Corporation Limited. Aujourd'hui, les territoires desservis par GMi regroupent plus de 95% du marché potentiel de gaz naturel du Québec. La Régie de l'électricité et du gaz du Québec autorisait, le 12 juillet 1985, l'acquisition des deux distributeurs par GMi et donnait également son accord au regroupement subséquent des trois entreprises.

La décision de SOQUIP de vendre à GMi l'intérêt de 49% qu'elle possédait dans GICQ était motivée, entre autres, par le fait que cette transaction allait rendre possible la création d'une entreprise québécoise de plus

grande envergure dans le secteur de la distribution de l'énergie. SOQUIP voulait ainsi permettre à GMi de jouir d'une position concurrentielle améliorée au Québec et de devenir une entreprise plus influente au Canada, au moment où s'amorçait la période de déréglementation dans le domaine du pétrole et du gaz naturel.

À l'occasion de cette transaction, SOQUIP a également conclu avec GMi un contrat d'approvisionnement en gaz naturel pour une période de 15 ans. La Société a maintenant trois contrats d'approvisionnement à long terme avec GMi, pour un volume total de 1 703 000 mètres cubes (60,1 millions de pieds cubes) par jour, ces volumes étant requis pour l'expansion des marchés de GMi.

Principaux résultats

L'exercice financier de GMi a été modifié, passant de l'année civile à un exercice se terminant le 30 septembre. L'exercice financier terminé le 30 septembre 1985 ne couvrait donc qu'une période de neuf mois; aussi, pour une meilleure comparaison des résultats, les périodes de douze mois terminées le 30 septembre 1984 (1983-1984) et le 30 septembre 1985 (1984-1985), ont été utilisées dans le dernier rapport annuel de la compagnie. Les résultats font l'objet des graphiques reproduits dans cette page.

Au cours de cette période, les ventes de gaz ont augmenté de 13,5%, par rapport à 1983-1984, et les revenus de 11,6%. Le bénéfice net par action a également connu une progression de 12,2%. Les résultats du premier semestre de l'année en cours, au 31 mars 1986, indiquent une augmentation totale de 28,1% du volume des ventes, dont 24,7% proviennent des régions acquises en mai 1985. Les revenus pour cette période et le bénéfice net consolidé afférent aux actions ordinaires ont connu des progressions semblables.

Perspectives

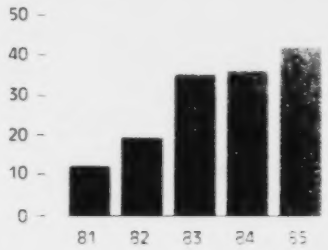
Après avoir connu une croissance remarquable au cours des deux dernières années, la part de marché du gaz naturel au Québec devrait se stabiliser d'ici la fin de la décennie. Le volume de ventes de GMi devrait par la suite évoluer davantage en fonction de l'implantation de nouveaux projets et du taux de croissance de l'économie.

C'est dans cette perspective que devraient se situer les principaux axes de développement de l'entreprise. La préservation de la clientèle existante, la recherche de nouveaux marchés, l'innovation et l'accroissement de l'efficacité de fonctionnement représentent des priorités pour la croissance future. GMi prévoit également examiner dès cette année, la possibilité de nouveaux investissements rentables dans d'autres secteurs d'activité, principalement dans celui de l'énergie. Ceci signifie que l'entreprise s'éloignera de son seul statut de distributeur gazier pour aller vers celui d'entreprise d'énergie diversifiée. À cette fin, une compagnie de gestion, Noverco Inc., a été créée et agira comme véhicule corporatif de la diversification de l'entreprise dans des domaines non réglementés.

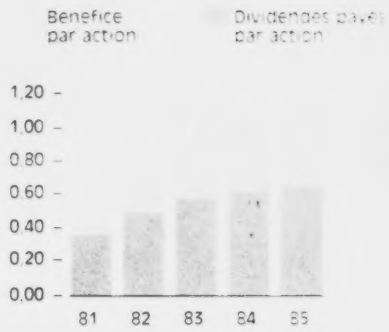
De même, GMi annonçait au mois de mai 1986 la création d'une filiale à part entière, Métro Gaz Marketing, inc., dont les bureaux seront à Calgary et à Montréal. Dans le cadre d'un marché libre du gaz naturel, cette filiale pourra traiter avec les fournisseurs actuels du distributeur, dont SOQUIP, et vendre le gaz à des prix hautement concurrentiels à ses clients.

GMi a également annoncé sa participation au consortium SOLIGAZ, un projet mis de l'avant par SOQUIP et qui s'insère bien dans le programme de diversification de la compagnie. Le pourcentage initial de participation de GMi à ce consortium est de 20%.

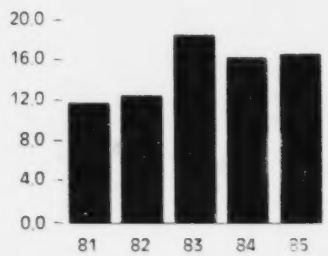
Évolution du bénéfice
(En millions de $)



Bénéfice et dividendes
par action (En $)



Taux de rendement sur l'avoir moyen des détenteurs d'actions ordinaires (En %)



GNC QUÉBEC

SOQUIP détient un intérêt de 25% dans le capital-actions de GNC Québec Ltée depuis la création de cette entreprise en 1982. L'objectif de cette compagnie est de promouvoir, au Québec, l'utilisation du gaz naturel comme carburant pour les véhicules (GNV). Pour ce faire, GNC Québec voit à l'établissement d'un réseau de distribution de GNV, à l'ouverture de centres d'adaptation des véhicules et à la mise en marché de ce carburant auprès d'une clientèle cible constituée principalement de propriétaires et d'exploitants de véhicules commerciaux.

Principaux résultats

En 1985, GNC Québec a poursuivi l'élargissement du réseau de distribution de GNV dans les principaux marchés du Québec où le gaz naturel est disponible. Ce réseau est maintenant constitué de 22 postes publics de ravitaillement et de cinq postes privés, comparativement à sept postes publics et trois postes privés à la fin de 1984. De plus, sept nouveaux centres d'adaptation sont maintenant en opération dans les régions de Montréal, Québec, Rouyn et Trois-Rivières.

On a effectué l'adaptation de 1 560 véhicules au GNV, durant l'année, une augmentation considérable par rapport aux 400 véhicules adaptés au cours de l'année précédente. Des subventions de 900 $, accordées par Gaz Métropolitain pour l'adaptation des véhicules, ont grandement contribué à ce résultat.

Perspectives

En 1986-1987, GNC Québec prévoit l'addition de plusieurs nouveaux postes de ravitaillement dans les régions de Laval et Montréal. De plus, les marchés de Chicoutimi, Drummondville et Sherbrooke devraient s'ajouter au réseau de distribution de la compagnie.

Le développement du marché du gaz naturel comme carburant pour véhicule pourrait toutefois être ralenti, à court terme, par la baisse du prix du pétrole. Malgré que le prix du GNV demeure inférieur à celui de l'essence, sa position concurrentielle quelque peu affaiblie aura pour effet de retarder la percée de ce carburant.

DIVISION DU GAZ PORTÉ

Au cours de l'année 1985-1986, SOQUIP a développé de façon significative sa présence dans la distribution du gaz naturel par fardier. Alors que la totalité de ses approvisionnements provenait, jusqu'à cette année, du champ de gaz que SOQUIP exploite à Saint-Flavien, près de Québec, la Société a innové, au cours de l'exercice, en ajoutant la desserte de clients industriels à partir d'un gazoduc situé à Saint-Élie d'Orford, près de Sherbrooke. Les volumes de gaz vendus par la division du Gaz porté ont plus que doublé, passant de 13,75 millions de mètres cubes (0,49 milliard de p.c.) en 1984-1985, à 32,68 millions de mètres cubes (1,16 milliard de p.c.) durant la dernière année.

La division du Gaz porté exploite maintenant une flotte de vingt fardiers, qui, à partir des postes de compression de Saint-Flavien et de Saint-Élie d'Orford, desservent une dizaine de clients industriels majeurs situés dans un rayon de 130 km de ces points d'approvisionnement.

Poste de Saint-Flavien

La production totale du champ de gaz de Saint-Flavien s'est élevée, au cours de l'année, à 14,8 millions de mètres cubes (0,52 milliard de p.c.), comparativement à 12,5 millions de mètres cubes (0,44 milliard de p.c.) l'année précédente. Par suite d'une réévaluation des réserves prouvées au cours de l'année, celles-ci s'établissent maintenant à 127,6 millions de mètres cubes (4,5 milliards de p.c.).

La production du poste de Saint-Flavien inclut les ventes à un consommateur industriel relié à un des deux puits du champ gazier par un gazoduc d'une longueur de 13 km.

Poste de Saint-Élie d'Orford

SOQUIP procédait, en octobre 1985, à l'inauguration officielle du poste de compression de Saint-Élie d'Orford. Ce dernier est complètement automatisé, ce qui permet de procéder sans intervention humaine au remplissage successif des fardiers. Le gaz est tiré directement du gazoduc principal, en provenance des puits de SOQUIP Alberta et de ses partenaires dans l'Ouest canadien. La clientèle visée par ce nouveau mode de distribution est située à l'extérieur du réseau de distribution de Gaz Métropolitain, dans la région de l'Estrie et des Bois-Francs.

Perspectives

L'expertise croissante acquise par le personnel de SOQUIP, au cours des dernières années, s'est traduite par un raffinement constant de la technologie utilisée, tant dans l'installation des postes de compression que dans la mise en place de postes de détente chez les clients industriels.

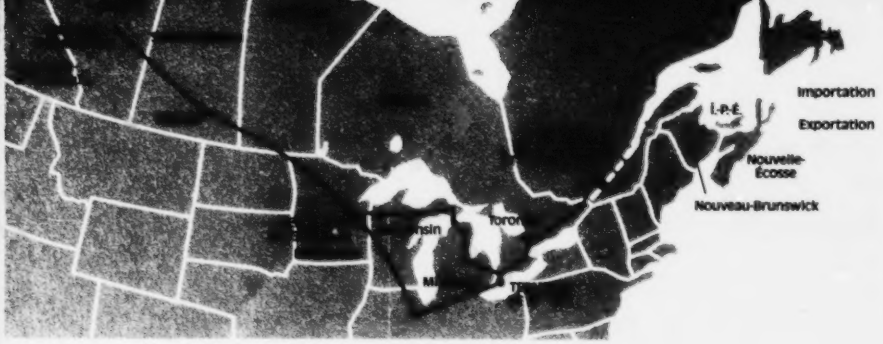
Une grande diversité, dans la nature des opérations des clients industriels desservis ainsi que dans le volume et le rythme de consommation, a aussi permis à la division du Gaz porté d'améliorer et de raffiner la logistique de transport.

SOQUIP est donc plus que jamais en mesure de commercialiser, au Québec et à l'extérieur, l'expertise qu'elle possède dans le domaine du gaz naturel comprimé transporté par fardier. En plus des connaissances acquises, la Société continue de faire progresser cette technologie, entre autres en participant à un programme de recherche avec l'Université du Québec à Trois-Rivières, dans le but de mettre au point un adsorbant. Ce dernier permettrait de transporter dans les fardiers les mêmes volumes de gaz naturel, tout en s'alimentant directement au gazoduc, sans utiliser de poste de compression pour augmenter la pression du gaz.

Profil actuel de la clientèle

La polyvalence du système de livraison par fardier permet maintenant à SOQUIP de livrer du gaz à des entreprises oeuvrant dans des domaines aussi divers que l'alimentation, les pâtes et papiers, et la fonderie, chez des clients dont la consommation peut varier de 2 400 à 4 000 mètres cubes (85 000 à 141 000 p.c.) par jour.

M. Constant Mercier, contremaître des opérations à Saint-Élie d'Orford, et M. Pierre Houle, directeur, Exploitation, division du Gaz porté.



Projet SOLIGAZ

PROJETS SPÉCIAUX

SOLIGAZ

Au printemps 1986, SOQUIP formait un consortium nommé SOLIGAZ en s'associant à Alberta Natural Gas, à Gaz Métropolitain et au Groupe SNC. Ce consortium s'est donné comme objectif ultime la mise en place à Montréal d'un système permanent d'approvisionnement des marchés du Québec et des régions avoisinantes en liquides de gaz naturel (LGN), principalement le butane et le propane.

Convaincue de la nécessité de permettre aux marchés du Québec et de l'Est du Canada de s'approvisionner en LGN de façon économique par oléoduc, à partir de l'Ouest canadien, SOQUIP s'intéresse activement à ce projet depuis 1984. Les études effectuées jusqu'à maintenant ont démontré la faisabilité technique et économique du projet. La formation du consortium SOLIGAZ a permis de constituer un groupe de travail à plein temps, à Montréal, chargé de voir à la réalisation du projet.

L'approvisionnement de Montréal en LGN suppose, entre autres, la construction d'une usine de fractionnement d'une capacité de 5 200 mètres cubes (33 000 barils) par jour, dans l'Est de Montréal, et l'aménagement d'un système de transport, avec aires de stockage (terminaux) à Edmonton, Superior (Wisconsin) et Sarnia.

La réalisation de SOLIGAZ permettra d'approvisionner les marchés cibles à des prix compétitifs et ouvrira de nouveaux marchés pour les producteurs de l'Ouest canadien. De plus, l'usine de SOLIGAZ contribuera au maintien et au développement du centre pétrochimique de Montréal.

Perspectives

Ce projet repose en grande partie sur la transformation de l'oléoduc de la société Pipe Line Interprovincial Limitée (PLI) entre Sarnia et Montréal, pour le rendre apte à transporter, en plus du pétrole brut, des LGN (haute tension de vapeur). L'évaluation par PLI des éléments techniques de cette transformation est en cours et l'Office national de l'énergie (ONE) devrait être saisi, à l'automne 1986, d'une requête visant à obtenir l'autorisation d'adapter l'oléoduc. Lors des audiences de l'ONE à cet effet, SOLIGAZ devra faire la preuve de l'existence d'un important potentiel de marchés, de la disponibilité des volumes requis en LGN dans l'Ouest canadien et de la valeur économique du projet.

Le personnel de SOLIGAZ verra également à conclure des ententes d'approvisionnement en LGN avec des producteurs pétroliers de l'Ouest canadien. Les démarches nécessaires seront effectuées en collaboration avec CanPet Marketing, société regroupant des producteurs indépendants, dont SOQUIP Alberta, et ayant pour but d'assurer la mise en marché de pétrole brut et de LGN.

D'ici le début des opérations de l'usine de fractionnement, deux mesures transitoires sont envisagées par SOLIGAZ pour approvisionner Montréal en LGN, soit l'importation d'outre-mer et l'injection de butane dans le flux de pétrole brut acheminé par oléoduc de l'Ouest canadien aux raffineries de l'Est de Montréal.

STOCKAGE SOUTERRAIN

SOQUIP a poursuivi, au cours de l'année, ses travaux visant à établir le potentiel d'utilisation des champs gaziers de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien comme réservoirs pour le stockage souterrain de gaz naturel.

Pointe-du-Lac

Dans l'ancien gisement de gaz naturel de Pointe-du-Lac, qui fut exploité commercialement de 1961 à 1976, SOQUIP procéda, au printemps 1985, à un nouveau parachèvement de deux puits existants. Deux nouveaux puits de faible profondeur ont été forés afin de mieux préciser les caractéristiques spécifiques du réservoir. Des essais d'injection et de soutirage, prévus pour l'automne 1985 et l'hiver 1985-1986, ont dû être retardés.

Les données acquises ont confirmé la présence de gaz dans la structure, qui pourrait servir de base lors de l'entreposage. Il a été de même possible de conclure

à l'étanchéité du réservoir et de mieux évaluer ses capacités d'entreposage et de production.

Une évaluation économique du projet a été préparée par SOQUIP et fait présentement l'objet de discussions avec Gaz Métropolitain qui, dans le but d'améliorer la gestion de ses approvisionnements et de ses ventes, deviendrait l'utilisateur du réservoir.

Joly

À Joly, près de Saint-Flavien, SOQUIP et ses partenaires ont procédé au forage d'un puits dans une structure avoisinant ce champ gazier, afin de vérifier la présence de gaz et, par la suite, le potentiel d'entreposage. Ce forage a atteint une profondeur de 1 329 mètres. Le puits n'a pas rencontré d'accumulation commerciale de gaz, mais a traversé une roche réservoir possédant de bonnes propriétés physiques et contenant de l'eau et du gaz piégé.

Une analyse préalable de faisabilité technique quant au potentiel de stockage souterrain a été effectuée au début de 1986. Les conclusions de ce rapport sont présentement à l'étude.

MAROC

SOQUIP signait, au mois de septembre 1985, une entente de deux ans avec Petro-Canada pour un projet d'assistance technique au Maroc, dans le domaine pétrolier. Cette entente faisait suite à un accord conclu précédemment entre la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale (CPCAI), une filiale de Petro-Canada, et l'Office national de recherches et d'exploitation pétrolières du Maroc (ONAREP).

En vertu de l'entente avec Petro-Canada, SOQUIP convenait de fournir une équipe de cinq spécialistes en exploration pétrolière affectés à des travaux spécifiques et à la formation de techniciens marocains.

Ces travaux, financés à même les fonds d'aide du gouvernement canadien, visent à fournir une nouvelle interprétation régionale intégrée du potentiel en hydrocarbures au Maroc, de même que des recommandations à l'ONAREP pour des travaux futurs et pour ses efforts de promotion auprès du secteur privé. Le résultat pourra permettre au Maroc, qui ne produit que 15% de l'énergie dont il a besoin, de réduire sa dépendance face à l'importation.

L'équipe de la Société affectée à ce projet est constituée de géologues, de géophysiciens et d'un ingénieur de forage. La majorité de ces spécialistes sont en poste depuis la fin de l'année 1985.

Cette entente reconnaît donc la valeur technique des spécialistes de SOQUIP, dans le domaine de l'exploration pétrolière sur terre et en mer, et permet à la Société de réaliser des revenus additionnels sur le marché international.

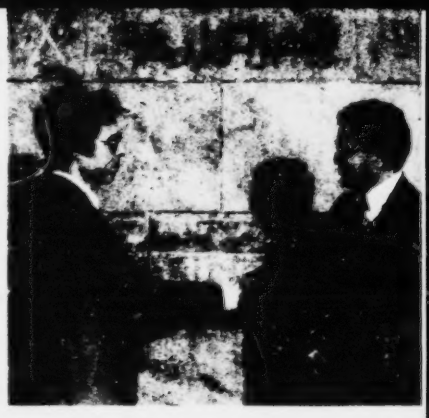
FORAGES HORIZONTAUX

SOQUIP s'intéresse depuis deux ans à un projet d'application au Canada de la technologie des forages horizontaux. Des discussions à ce sujet se poursuivent avec la société Horwell de France qui a développé cette technologie.

L'utilisation de forages horizontaux au Canada pourrait contribuer, entre autres, à accroître la production journalière et la récupération totale dans les champs de pétrole lourd. Mais l'application de cette technologie nécessite un certain nombre d'études préliminaires.

Au cours de l'année, un projet a été élaboré prévoyant le forage en 1986 de deux puits dans un gisement appartenant présentement à Saskoil, société pétrolière autrefois propriété du gouvernement de la Saskatchewan. Mais d'abord SOQUIP devra conclure des ententes avec Saskoil et Horwell, et obtenir une aide gouvernementale couvrant ce projet de développement technologique. De plus, les modalités du programme prévoient qu'une société privée partagera avec SOQUIP les coûts des premières phases du projet.

L'ensemble du projet était jusqu'à maintenant sous la responsabilité du groupe d'exploration de SOQUIP à Québec. Il est toutefois prévu qu'au cours de l'année 1986-1987 ce soit SOQUIP Alberta qui en prenne charge. Cependant, l'impact de la chute des prix des hydrocarbures sur la capacité à court terme de SOQUIP Alberta de financer de nouveaux projets pourrait être déterminant dans l'évolution de ce dossier.



M. André Trépanier, coordonnateur, projet Maroc, et un collègue marocain.

M. Pierre Boivin, directeur, Administration et Affaires publiques, et M. Yves Rheault, vice-président et secrétaire de SOQUIP.

L'expertise du personnel de SOQUIP inclut une vue d'ensemble et une compréhension générale de la situation de l'énergie au Québec et au Canada.

ADMINISTRATION ET AFFAIRES PUBLIQUES

La gestion des ressources humaines et matérielles, de même que celle des affaires publiques et des communications ont été fusionnées durant l'année.

Les activités principales de SOQUIP ayant évolué de façon continue au cours des cinq dernières années, il s'est avéré nécessaire de procéder à une réévaluation du plan d'effectifs. Près de 25% des postes ont ainsi été éliminés, réduisant le personnel du siège social à son niveau le plus bas depuis plus de dix ans. La majorité du personnel affecté par ces licenciements était relié directement aux activités d'exploration au Québec ou à des tâches de soutien à ces activités.

Malgré cette réduction, le champ d'expertise de SOQUIP continue de couvrir la plupart des spécialités reliées à l'exploration, à la production et à la distribution des hydrocarbures, incluant notamment les aspects légaux, techniques, économiques et réglementaires.

L'implantation bureautique s'est poursuivie au cours de l'année et a contribué à l'amélioration de la productivité. Par ailleurs, le programme de formation a été adapté aux besoins de la Société et des membres de son personnel.

Au cours des derniers mois de l'année, SOQUIP a également amorcé un programme de réduction de ses inventaires de matériaux et d'équipements. Ce programme s'ajoutait à d'autres mesures visant à réduire de façon substantielle l'ensemble des dépenses générales et administratives, par suite principalement de la diminution des activités d'exploration au Québec et dans l'Est du Canada. Les effets combinés de ces mesures continueront de se faire sentir au cours du prochain exercice.

Le programme de communications et d'affaires publiques a été adapté au nouveau contexte énergétique et politique qui a prévalu en 1985-1986. La publicité et la promotion institutionnelles ont été considérablement réduites. L'essentiel des activités externes de communication visait surtout à soutenir certains besoins ponctuels de la Société ou de ses entreprises associées. L'accent a été mis sur la planification et la réalisation d'événements spéciaux, la conception de matériels imprimés et les communications internes.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Robert L. Vachon
Président du conseil d'administration
Outremont (Québec)
Président du Conseil
Le Groupe Christie Ltée

Richard Pouliot*
Cap-Rouge (Québec)
Président et chef de la direction
SOQUIP

Antoine Ayoub*
Sillery (Québec)
Professeur titulaire
Université Laval
Directeur
Groupe de recherche en économie de l'énergie (GREEN)

Gilles Blondeau
Montréal (Québec)
Président
Groupe Optimum Inc.

Jean Boisvert*
Trois-Rivières (Québec)
Gérant des Services métallurgiques
Société d'Aluminium Reynolds du Canada Limitée

Jacques V. Goyer
Ville Mont-Royal (Québec)
Vice-président, Services financiers
Fiducie du Québec

Georges Lachapelle*
Saint-Lambert (Québec)
Président
Bau-Val Inc.

Renaud Lapierre*
Lac-Beauport (Québec)
Administrateur

Jacqueline Lemieux Boutet*
Montréal (Québec)
Présidente
Jacqueline Boutet Inc.

Jacques Paquin*
Montréal (Québec)
Président
Cogesfonds Inc.

Hugh Robert Wynne-Edwards*
Montréal (Québec)
Vice-président, Recherche et développement, et directeur général des Services scientifiques
Alcan International Limitée

COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Comité du développement et de l'organisation corporative
Robert L. Vachon
Richard Pouliot
Antoine Ayoub
Gilles Blondeau
Jacques Paquin
Hugh Robert Wynne-Edwards

Comité de ressources humaines et de rémunération
Robert L. Vachon
Richard Pouliot
Jean Boisvert
Georges Lachapelle
Jacqueline Lemieux Boutet

Comité de vérification
Robert L. Vachon
Richard Pouliot
Jacques V. Goyer
Renaud Lapierre
Jacques Paquin

DIRECTION

Richard Pouliot
Président et chef de la direction

René Bédard
Vice-président, Affaires juridiques, et directeur, Domaine minier

Jean A. Guérin
Vice-président, Planification

Jean R. Lajoie
Vice-président, Finances

Jacques Plante*
Vice-président, Exploration-Production

Yves Rheault
Vice-président et secrétaire de la Société

Pierre Boivin
Directeur, Administration et Affaires publiques

* Administrateur de SOQUIP Atlantique Inc. et d'Exploration SOQUIP Inc.

RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELS

SOQUIP

Siège social
1175, rue de Lavigerie
Case postale 10650
Sainte-Foy (Québec)
G1V 4P5
Téléphone (418) 651-9543
Télécopieur (418) 651-2292

SOQUIP Alberta Inc.
600, Selkirk House
555 — 4th Avenue S.W.
Calgary (Alberta)
T2P 3E7
Téléphone (403) 298-3000
Télécopieur (403) 290-0852

SOQUIP Atlantique Inc.
1175, rue de Lavigerie
Case postale 10650
Sainte-Foy (Québec)
G1V 4P5
Téléphone (418) 651-9543
Télécopieur (418) 651-2292

Banque :

Banque Nationale du Canada

Conseillers juridiques :

Stein Monast Pratte & Marseille
Québec (Québec)

Macleod Dixon
Calgary (Alberta)

Participations

Gaz Métropolitain, Inc.
1717, rue du Havre
Montréal (Québec)
H2K 2X3

PAREX
500, 639 — 5th Avenue S.W.
Calgary (Alberta)
T2P 0M9

GNC Québec Ltée
550, rue Sherbrooke Ouest
Tour Ouest, bureau 580
Montréal (Québec)
H3A 1B9

SOLIGAZ
425, boul. de Maisonneuve Ouest
Suite 1610
Montréal (Québec)
H3A 3G7

Vérificateurs :

SOQUIP
Le vérificateur général du Québec

SOQUIP Alberta Inc.
Sundance Oil Company
Coopers & Lybrand

Exploration SOQUIP Inc.
SOQUIP Atlantique Inc.
Price Waterhouse

Table de conversion métrique

Gaz naturel

1 m^3	= 35,301 pieds cubes (p.c.)
$10^3 m^3$	= mille mètres cubes = 35,301 mpc (milliers de p.c.)
$10^6 m^3$	= million de mètres cubes = 35,301 mmpc (millions de p.c.)
$10^9 m^3$	= milliard de mètres cubes = 35,301 milliards de p.c.

Pétrole

1 m^3	= 6,293 barils = 220,1 gallons impériaux
1 litre	= 0,220 gallon impérial

Énergie

GJ	= gigajoule ou milliard de joules = 0,948213 million de BTU
TJ	= térajoule ou trillion de joules = 0,948213 milliard de BTU
PJ	= pétajoule ou quadrillon de joules = 0,948213 trillion de BTU
TEP	= tonne équivalent pétrole = 39 682 490 BTU

Surface

1 ha	= 1 hectare = 10 000 m^2 = 2,47 acres

Longueur

1 m	= 1 mètre = 3,2808 pieds
1 km	= 1 kilomètre = 0,6214 mille

Publié par la direction de l'Administration et des Affaires publiques de SOQUIP

SOQUIP's Annual Report is published in both English and French editions.

English copies may be obtained upon written request:

SOQUIP
Administration and Public Affairs Department
P.O. Box 10650
1175, rue de Lavigerie
Sainte-Foy, (Québec)
Canada G1V 4P5

Conception visuelle
Dialogue Communication

Dépôt légal — 2e trimestre 1986
Bibliothèque nationale du Québec
ISBN 2-550-16260-9
ISSN 0714-5497

Table of Contents

Highlights	1
President's Report	2
Investments	4
Energy Market	6
SOQUIP Alberta	8
Financial Review	13
Five-year Review	21
Exploration SOQUIP	22
SOQUIP Atlantique	23
Gaz Métropolitain	24
GNC Québec	26
Gas Transport Division	27
Special Projects	28
Administration and Public Affairs	30
Directors and Officers	31
Corporate Information	32

Corporation profile

SOQUIP was created in 1969 by the Government of Québec, which since that time has held its capital stock. Although originally specialized in oil and gas exploration, it has expanded its field of activities to become a diversified company involved in the hydrocarbon sector.

Through its active role in oil and gas exploration and production in various regions of Canada, as well as energy supply and natural gas distribution in Québec, SOQUIP has developed recognized expertise in the energy sector, a key component of Québec's economy.

In recent years, the Company has achieved its growth and profitability objectives. SOQUIP and its associated companies now have assets of more than $1 billion.

Fields of Activity

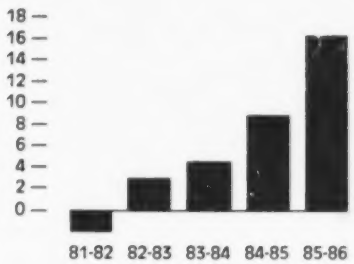
Alone, or preferably with partners, SOQUIP is involved primarily in the following fields of activity:

- conventional oil and gas exploration and production and offshore exploration;
- the supply of natural gas to a portion of Québec's markets;
- natural gas distribution;
- the development of energy projects designed to promote Québec's economic development;
- consulting services for oil and gas exploration.

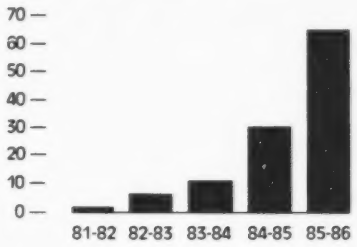
HIGHLIGHTS

- Net income of $16.1 million, an increase of $7.2 million over the preceding year.
- Sale to Gaz Métropolitain of all shares held by SOQUIP in Gaz Inter-Cité Québec.
- Third removal permit obtained from the Government of Alberta.
- Net income of $1.6 million earned by SOQUIP Alberta in the first year following the integration of the assets of Sundance Oil.
- Acquisition of new shares of Gaz Métropolitain for $22.6 million.
- Opening of a natural gas compression center at Saint-Elie d'Orford and significant growth in the sales of natural gas by trailer truck.
- Creation of the SOLIGAZ consortium to carry out a project to supply Montréal with natural gas liquids.
- Signing of a two-year contract to provide consulting services for oil exploration in Morocco.

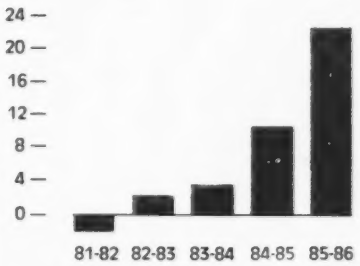
Net Income
(thousands of dollars)



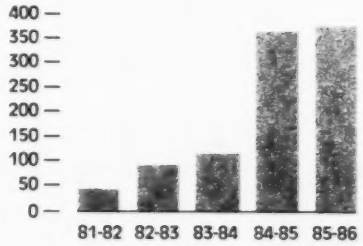
Total Gross Revenues
(thousands of dollars)

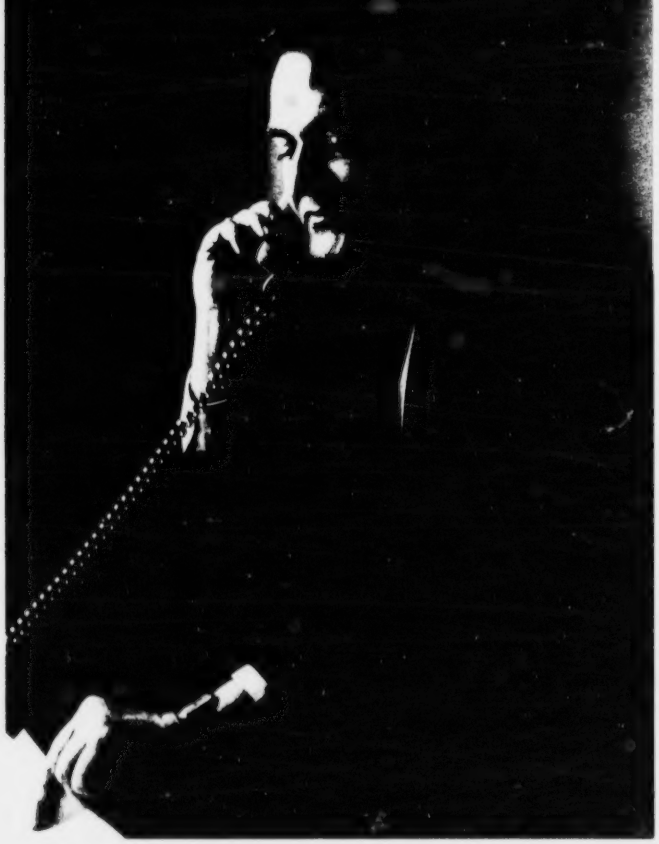


Funds Provided from Operations
(thousands of dollars)



Total Assets
(thousands of dollars)





The Company's net income and total revenues reached new heights in 1985-86, although oil and gas prices dropped in the last quarter.

PRESIDENT'S REPORT

SOQUIP had a positive year from the financial standpoint and in terms of achieving the main objectives of its development program.

The Company's net operating income and revenues reached new heights, primarily because of the results of SOQUIP Alberta Inc., the fine performance by Gaz Métropolitain, Inc., the increased sales by the Gas Transport Division and the application of measures designed to reduce overhead and administrative expenses.

The Company reduced the value of its oil and gas properties by $70,700,000, although this write-off was not indicated by a consistent application of accounting principles. The purpose of this write-off, which was treated as a restatement of prior years' income, was to recognize the fact that certain exploration expenditures incurred to March 31, 1981 had not yielded oil and gas reserves in commercial quantities.

Exploration, Production and Supply

Despite intense competition and the drop in oil prices, SOQUIP Alberta made a net profit in its first full year of operation following the integration of the Canadian assets of Sundance Oil Company in December 1984.

During the year, SOQUIP Alberta considerably stepped up its drilling for and production of oil, natural gas and natural gas liquids.

Since 1983, SOQUIP Alberta has been producing a portion of the volumes of natural gas sold in Québec under removal permits granted to SOQUIP by the Government of Alberta. A new permit obtained early in 1986 will enable SOQUIP Alberta and its partners to supply just over 12% of Québec's natural gas needs.

During the year, SOQUIP's interest in PAREX enabled it to take part in 12 new wells drilled primarily off the coast of Newfoundland.

Despite the encouraging results of our exploration program off the East Coast over the past three years, future investments will have to take into account changes in energy prices, modifications to the government's oil-sector incentives and the Company's financial capabilities.

Moreover, the less than encouraging results of the two wells drilled in Hudson Bay in 1985 will oblige us to reduce our activities in the region substantially.

Natural Gas Distribution

On May 7, 1985, SOQUIP agreed to sell to Gaz Métropolitain its 49% interest in Gaz Inter-Cité Québec. The decision enabled Gaz Métropolitain to acquire all the shares of Gaz Inter-Cité Québec, thereby enlarging its market and consolidating its position in the energy sector. This development was yet another in a series of steps undertaken by SOQUIP to realize the mandate it was given at the beginning of the decade to ensure that the objective of expanding Québec's natural gas market was met.

As part of its efforts to develop Québec's natural gas markets, SOQUIP continued to successfully expand its Gas Transport Division. Sales of natural gas by trailer truck more than doubled over the preceding year. This growth is due mainly to the compression station the Company built in the Sherbrooke area.

Other Important Events

In line with its involvement in energy projects designed to contribute significantly to Québec's economic growth, SOQUIP announced, in the spring of 1986, the creation of SOLIGAZ, a consortium formed to establish in Montréal a permanent natural gas liquids supply system. The other members of the consortium are Alberta Natural Gas, Gaz Métropolitain and The SNC Group.

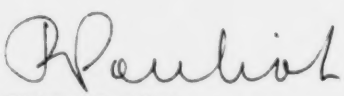
In September 1985, SOQUIP concluded an agreement with Petro-Canada International Assistance Corporation to take part in a project to provide technical asssistance for oil exploration in Morocco.

In Québec, SOQUIP continued exploratory drilling at the Pointe-du-Lac and Saint-Flavien gas fields to confirm their potential as underground storage facilities for natural gas. The results of this work have confirmed the technical feasibility of the Pointe-du-Lac project, and discussions have begun with Gaz Métropolitain on its use of the facilities.

Although its revenues increased, SOQUIP had to take measures to trim its administrative costs, primarily because of the cutback in exploration activities in Québec. Therefore, the Company was obliged to reduce its staff at head office toward year-end.

SOQUIP's short-term development strategy for 1986-87 will depend to a large extent on oil prices and the shareholder's objectives with respect to the ongoing activities of the Company.

As my first year at SOQUIP draws to a close, I should like to thank the directors of the Company for the support they have given me and the members of the staff for their valuable contribution during this period of organizational change.



Richard Pouliot
President and Chief Executive Officer

SOQUIP
INVESTMENTS

SOQUIP ALBERTA

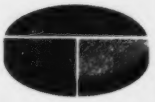
SOQUIP
100%

EXPLORATION SOQUIP

SOQUIP
100%

Gaz Métropolitain

SOQUIP
20%



GNC QUEBEC LTÉE

SOQUIP
25%

CNG
FUEL SYSTEMS
50%

GAZ
MÉTROPOLITAIN
25%

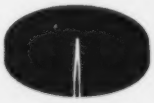
SOLIGAZ

SOQUIP
50%

ALBERTA
NATURAL GAS
20%

GAZ
MÉTROPOLITAIN
20%

THE SNC GROUP
10%



EXPLORATION SOQUIP ALBERTA

SOQUIP
ALBERTA
99%

SOQUIP
1%

SOQUIP ATLANTIQUE

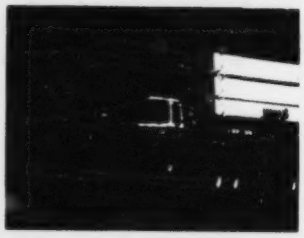
EXPLORATION
SOQUIP
100%

PAREX

SOQUIP
ATLANTIQUE
33 1/3 %

ABERFORD
RESOURCES
(FRONTIER) LTD.
33 1/3 %

DENISON MINES
(ATLANTIC) LTD.
33 1/3 %



Center, Jean A. Guérin, Vice-President, Corporate Planning. Left, André L'Ecuyer, Director, Development Strategy, and, right, Richard Fredette, Director, Energy Policies and Regulation.

Falling oil prices and deregulation characterized the energy scene in Québec and Canada during the year.

ENERGY MARKET

On the international scene, the year's most notable feature was unquestionably the plunging price of oil, which, after reaching $35 U.S. a barrel in 1980, fell to about $12 U.S. in April 1986. In real terms, this price corresponds to that of 1973, the year of the first oil shock (chart 1). The drop in price has had many effects, including a major cutback in oil and gas sector activities, the erosion of producers' revenues, and the deferral of numerous investment projects. The situation should, however, benefit those industries that consume large amounts of energy.

Canada

As provided in the Western Accord of March 1985, the pricing and marketing of Canadian crude oil were fully deregulated on June 1, 1985. Buyers and sellers of crude oil may now negotiate prices freely on the domestic and international markets. Because of deregulation, the drop in international oil prices has affected Canadian prices of oil.

With respect to natural gas, the Agreement on Natural Gas Markets and Prices was signed on October 31, 1985, authorizing the introduction of a more flexible, market-oriented pricing regime. A one-year transition period was established to enable distributors, shippers and producers to negotiate the prices of natural gas that will be delivered under long-term contracts in effect prior to November 1, 1985. The prices set in this way will not take effect until November 1, 1986.

Since November 1, 1985, however, the Agreement has authorized consumers to purchase natural gas from producers at prices negotiated either directly or through agreements concluded with distributors, which are to offer contract transportation service. Since November 1, 1985, distributors have also been able to negotiate discounts on certain

volumes with their current suppliers of natural gas. Thus, on specific markets they will be able to immediately meet competition from other sources of energy and from direct sales or purchases.

SOQUIP Alberta and its associated producers have already signed a marketing program authorizing SOQUIP to give certain customers of Gaz Métropolitain, inc. discounts on about 255 million cubic metres (9 Bcf) on an annualized basis for a period ending November 1, 1986.

The new natural gas pricing regime respects the regulated nature of the distribution and transmission sectors. Pursuant to the Agreement, the National Energy Board (NEB) has examined the impact of direct sales on TransCanada PipeLines (TCPL).

SOQUIP took an active part in the NEB hearings on the matter. The Company emphasized that, under the new pricing regime, it was essential to make TCPL's system more accessible, but that this objective must be achieved without detriment to TCPL and users with long-term contracts.

QUÉBEC

Since the recession of 1981 and 1982, Québec has been one of the provinces with the most sustained economic growth rates. In 1985, Québec's growth rate was 4.3% in real terms, although total energy consumption increased for the second consecutive year. This was only the second increase in consumption to occur since 1979 and it amounted to about 1.3%.

Natural gas and electricity continued to penetrate the Québec energy market in 1985 at the expense of petroleum products (chart 2). Sales of natural gas exceeded five billion cubic metres (179 Bcf), an increase of 19% over 1984, and represented more than 15% of the energy mix. Total consumption of electricity increased by about 7% to more than 132 billion kilowatt hours, or 39% of the energy mix. Demand for petroleum products dropped by 7% to about 41,000 cubic metres (258,000 barrels) per day, or about 45% of the market.

Québec's oil refining sector was also characterized by the closure of the Gulf refinery in Montréal early in 1986. This closure, the fourth since 1983, has left Québec with a refining capacity of only 50,000 cubic metres (315,000 barrels) per day, a decrease of about 50% since 1980, although the demand for petroleum products dropped by about 35% during the same period.

Natural gas increased its share of the market in 1985 largely because of its advantageous position in relation to oil, and despite Hydro-Québec's sustained efforts to offer new rate programs that, in certain segments of the market, give electricity a slight advantage over natural gas.

Since early in 1986, the drop in the international price of oil and the deregulation of the Canadian market have caused rack prices of heavy oil produced by Montréal refineries to fall from $195 a cubic metre ($4.68 a gigajoule on a gas-equivalent basis) in December 1985, to about $94 ($2.26 a gigajoule) at the beginning of May 1986. The Toronto city-gate price of natural gas is now $3.79 a gigajoule. In general, this drop is expected to intensify the forecast impact of the new natural gas pricing regime that will take effect in November 1986.

Finally, Québec's natural gas market could also be affected by direct transactions between natural gas consumers and producers. The Régie de l'électricité et du gaz has authorized transactions of this nature, ensuring nevertheless that they will in no way affect those customers of the distribution system that continue to purchase their gas from the distributor.

CHART 1

Spot Price of Saudi Arabia Light Crude

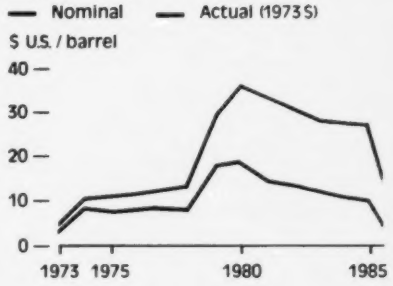
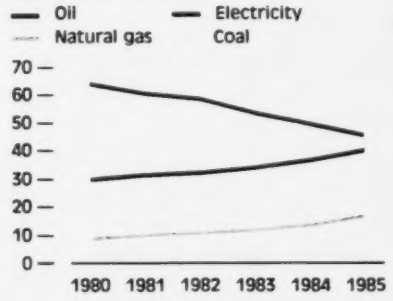


CHART 2

Québec's Energy Mix (%)



Richard Pouliot, Chairman of the Board of SOQUIP Alberta, and Lewis C. Cameron, President and Chief Executive Officer.

The year 1985-86 was very successful for SOQUIP Alberta Inc. The company sustained remarkable growth, and its achievements include a net income of $1.6 million.

SOQUIP ALBERTA

SOQUIP Alberta Inc., a wholly owned subsidiary of SOQUIP, is a medium-sized company involved in oil and gas exploration and production. Most of its activities take place in Alberta but it has interests in the other Western provinces as well.

SOQUIP Alberta's principal mandate is to find, develop and bring into production the reserves needed to supply a portion of Québec's expanding natural gas markets. SOQUIP has obtained from the Government of Alberta the removal permits required to export natural gas from the province to Québec, thereby enabling SOQUIP Alberta to become one of the many Western producers under contract to supply gas to this market.

In 1985-86, SOQUIP Alberta sustained remarkable growth, primarily as a result of the acquisition of Sundance Oil Company in December 1984. Despite the drop in the price of oil during the last quarter of the year and the high costs of financing the Sundance acquisition, the subsidiary earned a net income of $1.6 million for the year.

Gross revenues from the sale of hydrocarbons rose to $57.7 million. Sales of natural gas were $37.6 million, with production of 377.8 million cubic metres (13.4 Bcf), an increase in production volume of about 400%. Production of crude oil and natural gas liquids increased similarly, with crude oil revenues rising to $8.8 million and revenues from the sale of liquids to $11.3 million.

With the placing on production of the proven reserves acquired through Sundance, SOQUIP Alberta achieved one of its main objectives during the year. Gas contracts were negotiated and agreements concluded to transport gas from the North Hoadley, Brightview and Leafland fields.

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Exploration and development of gas reserves to supply the growing Québec market was the primary objective in 1985-86. To this end, SOQUIP Alberta held interests in 59 wells drilled during the year. This drilling resulted in 16 oil wells, 26 gas wells and 17 abandonments. Sixteen of these wells were drilled at no cost to the company.

Hoadley

Activities in the Hoadley area focused on developing deliverability to supply the gas contracted for sale to Progas and SOQUIP and on preserving oil and gas leases in the area. Nine wells drilled in the area during the year resulted in six gas wells and two oil wells. This drilling added 245 million cubic metres (8.8 Bcf) to the company's reserves. In addition, 15 kilometres of pipeline was constructed and two compressor stations installed. This program increased SOQUIP Alberta's production in the region by approximately 423,000 cubic metres (15 MMcf) per day.

The Hoadley area provided 37% of the company's gas production during the year.

Brightview

Within the Brightview area, SOQUIP Alberta holds an average 72.5% interest in 5,020 hectares (12,400 acres) of oil and gas leases. This area represents the company's largest undeveloped gas reserve base. Efforts during the year were concentrated on preserving the company's leases through drilling and implementing development plans for gathering and processing the gas reserves.

The reserves in this region are at present dedicated to a gas contract with SOQUIP, and development of them is required by the end of 1986-87 to maintain deliverability.

In 1985-86, SOQUIP Alberta participated in the drilling of seven wells in this field; the results were three gas wells, three oil wells and one potential dual oil / gas well.

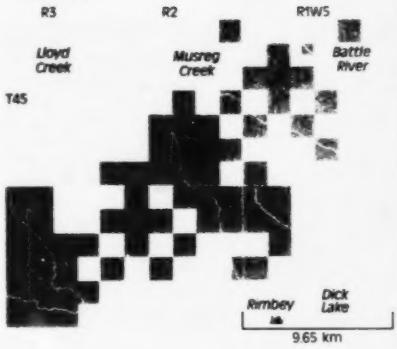
Additional drilling, as well as the construction of gas gathering facilities and a gas processing plant, is planned for Brightview in 1986-87.

Wintering Hills

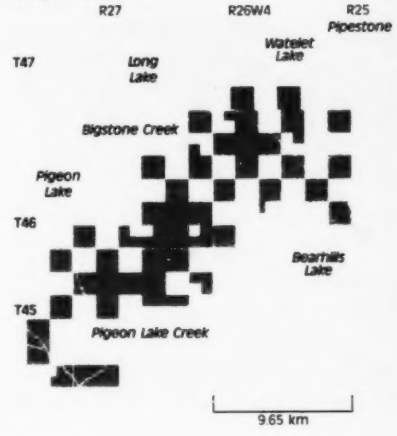
SOQUIP Alberta holds interests in 4,560 hectares (11,270 acres) in the Wintering Hills area, 95 kilometres east of Calgary. These lands, which contain 119 gas wells and 66 oil wells, provided 30% of SOQUIP Alberta's gas production and 63% of its oil production in 1985-86.

A drilling program of four gas wells and three oil wells was undertaken during the year. As a result, SOQUIP was able to meet the gas deliverability requirements of gas purchase contracts with TransCanada PipeLines and maintain the oil productivity of the field.

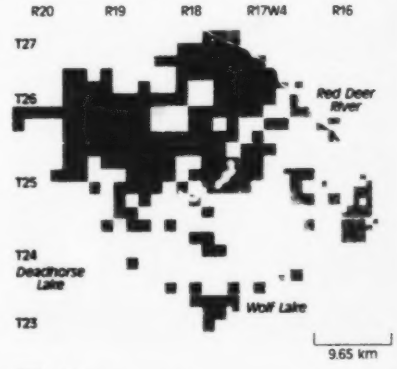
Hoadley



Brightview



Wintering Hills



SOQUIP Alberta land holdings

SOQUIP Alberta wells:
- Producing gas well
- Producing oil well
- Suspended oil and gas well

Gas processing plant

René Monjo, Vice-President, Exploration, and John L. Fenniak, Vice-President, Production.

SOQUIP Alberta's exploration efforts were significantly expanded during 1985-86 from the previous year.

EXPLORATION AND LAND

SOQUIP Alberta's exploration efforts were significantly expanded during 1985-86 from the previous year.

With the goal of generating plays of suitable magnitude and complementing existing land holdings, the company acquired interests in 15,685 gross hectares (38,745 acres), or 10,170 net hectares (25,120 acres).

At year-end, SOQUIP Alberta's land holdings were 421,100 gross hectares (1,040,115 acres), or 122,272 net hectares (302,013 acres).

Land Holdings

(at March 31, 1986)

	Hectares (Acres)	
	Gross	Net
Alberta	367,911 (908,739)	107,272 (264,961)
British Columbia	48,482 (119,750)	14,523 (35,871)
Saskatchewan	1,662 (4,105)	168 (418)
Manitoba	192 (474)	24 (59)
Northwest Territories	2,853 (7,047)	285 (704)
TOTAL	421,100 (1,040,115)	122,272 (302,013)

In addition, the company participated in the acquisition of 755 kilometres of geophysical data to further assess its land position and delineate exploration plays.

SOQUIP Alberta's exploration plans for 1986-87 and subsequent years are directed toward southern and central Alberta and the evaluation of the other holdings such as the Peace River High area, northern Alberta and select areas in British Columbia and Saskatchewan.

PRODUCTION

The acquisition of Sundance Oil Company significantly increased SOQUIP Alberta's production in 1985-86.

During the year, much of the shut-in gas acquired in the transaction was contracted, transportation arrangements were made, and the gas was placed on production. These efforts boosted production significantly.

The average daily gas production for 1985-86 was 1,034,000 cubic metres (36.7 MMcf), an increase of 480% over the 216,900 cubic metres (7.7 MMcf) per day produced the previous year.

Natural gas liquids production averaged 187 cubic metres (1,178 barrels) per day in 1985-86, a 980% increase from the 1984-85 average of 19 cubic metres (121 barrels) per day.

Crude oil production improved even more significantly during the year, averaging 114 cubic metres (720 barrels) per day, compared with nine cubic metres (56 barrels) per day in 1984-85.

Most of SOQUIP Alberta's production comes from two key areas of the province: Hoadley and Wintering Hills. During the year, Hoadley accounted for 37% of the company's gas production and 74% of its natural gas liquids production, with Wintering Hills accounting for 30% of gas production, 16% of NGL production and 63% of crude oil production. During 1986-87, production from these areas is projected to represent an even larger portion of SOQUIP Alberta's total production.

Daily Production

	1984-85	1985-86	% increase
Natural Gas thousand cubic metres (million cubic feet)	216,9 (7.7)	1,034 (36.7)	480
Crude Oil cubic metres (barrels)	9 (56)	114 (720)	1,200
Natural Gas Liquids cubic metres (barrels)	19 (121)	187 (1,178)	980

RESERVES

Drilling activity during the year more than replaced production. Reserves at year-end 1986 had increased by 113 million cubic metres (4 Bcf) over 1985 year-end reserves on a gas equivalent basis.

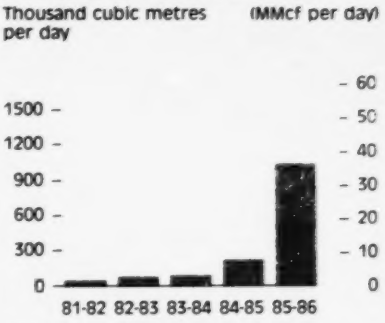
Reserves additions are attributable primarily to drilling activity in the Hoadley and Brightview areas of central Alberta and the Wintering Hills area of southern Alberta.

SOQUIP Alberta's estimated remaining reserves at March 31, 1986 are illustrated in the following table. These are the company's share of proven reserves before deduction of royalties, as calculated by its engineering staff.

Proven Reserves

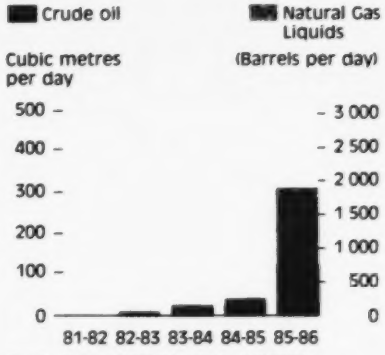
	Natural Gas	Natural Gas Liquids	Crude Oil
	Million cubic metres (Billion cubic feet)	Thousand cubic metres (Thousand barrels)	Thousand cubic metres (Thousand barrels)
Reserves at March 31, 1985	6,017.9 (213.6)	970.6 (6,115)	365.7 (2,301)
Additions	684.6 (24.3)	— —	162.2 (1,021)
Revisions	250.7 (8.9)	— —	— —
Production	377.5 (13.4)	68.3 (430)	41.8 (263)
Reserves at March 31, 1986	6,074.3 (215.6)	902.3 (5,685)	486.1 (3,059)

Net Natural Gas Production



Production to 1984-85 is that of SOQUIP's Western Division.

Net Crude Oil and Natural Gas Liquids Production



Production to 1984-85 is that of SOQUIP's Western Division

OUTLOOK

The coming year will be difficult for the oil industry as a whole. The recent drop in world prices and the deregulation of natural gas in Canada on November 1, 1986, will affect producers' revenues. Only a constant increase in production will enable SOQUIP Alberta to pursue its growth, and this will involve maintaining a high level of exploration and development.

To this end, a major program of activities is planned for the North Hoadley, Brightview and Leafland areas. Moreover, rather than limit itself to natural gas exploration, the company will attempt to increase the percentage of revenues derived from crude oil. To this end, in October 1985 it became one of the founders of CanPet Marketing Ltd. Since early in 1986, CanPet has been successfully marketing crude oil and natural gas liquids in Canada and the United States on behalf of independent oil producers.

During the year to come, the company will also need funds for other exploration plays which, in addition to enabling it to supply a portion of Québec's expanding natural gas market, will improve its long-term viability.

DIRECTORS

Richard Pouliot
Chairman of the Board
Cap-Rouge, Québec
President and Chief Executive Officer
SOQUIP

Lewis C. Cameron
Calgary, Alberta
President and Chief Executive Officer
SOQUIP Alberta Inc.

Gilles Blondeau
Montréal, Québec
President
Groupe Optimum Inc.

Jacques V. Goyer
Town of Mount Royal, Québec
Vice-President, Financial Services
Fiducie du Québec

Pierre Martin
Town of Mount Royal, Québec
President and Chief Executive Officer
Gaz Métropolitain, inc.

Jacques Payan
Calgary, Alberta
President and Chief Executive Officer
Corexcal Inc.

Clifford A. Rae
Calgary, Alberta
Barrister and Solicitor
Macleod Dixon

James L. Roman
Calgary, Alberta
Consultant

Arthur R. Smith
Calgary, Alberta
President
Lavalin Services Inc.

Robert L. Vachon
Outremont, Québec
Chairman of the Board
Le Groupe Christie Ltée

OFFICERS

Lewis C. Cameron
President and Chief Executive Officer

John L. Fenniak
Vice-President, Production

René Monjo
Vice-President, Exploration

Henri Lefebvre
Controller

René Bédard
Corporate Secretary

FINANCIAL REVIEW

In 1985-86, SOQUIP achieved the best results in its history. In addition to an increase in its net income of about $2.9 million due to the reduced depletion expense resulting from the $70.7-million write-off of oil and gas properties, the Company earned a net income of $13.2 million on its operations and investments.

The Company's 10.6% restated average return on equity is more representative of management's effort to make operations profitable since the Company passed from the exploration to the production stage on April 1, 1981.

The very satisfactory earnings achieved by Gaz Métropolitain as a result of the acquisition of Gaz Inter-Cité Québec, combined with an acceptable financial performance by SOQUIP Alberta, enabled the Company to reduced its restated deficit by $16.1 million. Moreover, a rationalization of the head office staff at year-end and the remarkable results of the exploration effort in Western Canada also contributed to the overall results, although the full effect of these initiatives was not felt in 1985-86.

Although interest rates have been low and relatively stable, 1986-87 will be a difficult year for the oil and gas industry because of the dramatic drop in hydrocarbon prices on the deregulated market. Measures have already been taken in a effort to mitigate the negative effect on liquidity of the reduction in funds from operations that is forecast to occur in this uncertain context.

Marcel Baillargeon, Controller, and Jean R. Lajoie, Vice-President, Finance.

AUDITOR'S REPORT

I have examined the consolidated balance sheet of the Société québécoise d'initiatives pétrolières — SOQUIP as at March 31, 1986, and the consolidated statements of income, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

As stated in note 3, the Company retroactively wrote off the acquisition and exploration costs of certain oil and gas properties. This write-off was not required under the full-cost method adopted by SOQUIP, because the recovery value of its proven oil and gas reserves has, since March 31, 1982, always exceeded the depreciated cost of its oil and gas properties.

In my opinion, with the exception of the fact that the write-off of certain oil and gas properties was not required, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the Company as at March 31, 1986, as well as the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Le vérificateur général du Québec

Rhéal Chatelain, F.C.A.

Québec City, June 18, 1986

SOQUIP

CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME

for the year ended March 31, 1986 (thousands of dollars)

	1986	1985
REVENUES		(notes 3 and 15)
Oil and gas sales (notes 11 and 14)	62,439	24,316
Less: royalties	10,992	3,472
	51,447	20,844
Equity in earnings of companies subject to significant influence (note 5)	13,445	8,357
Other	—	864
	64,892	30,065
EXPENSES		
Production	12,574	5,422
Depreciation and depletion	15,539	6,332
Overhead and administrative expenses	7,017	5,115
Net financial charges (note 12)	14,472	3,814
	49,602	20,683
INCOME BEFORE THE UNDERNOTED ITEMS	15,290	9,382
Profit on disposal of an investment	1,000	—
Devaluation of an investment	(175)	(500)
	825	(500)
NET INCOME	16,115	8,882

CONSOLIDATED STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

for the year ended March 31, 1986 (thousands of dollars)

	1986	1985
OPERATING ACTIVITIES		(notes 3 and 15)
Net income	16,115	8,882
Items not affecting liquid assets:		
Depreciation and depletion	15,539	6,332
Devaluation of an investment	175	500
Equity in earnings of companies subject to significant influence, less dividends received	(8,501)	(4,624)
Profit on disposal of an investment	(1,000)	—
Repayment of take or pay advances	172	(624)
Funds provided from operations	22,500	10,466
Change in current assets and liabilities other than liquid assets	(137)	9,434
Funds provided from operating activities	22,363	19,900
FINANCING ACTIVITIES		
Long-term debt — net change	(5,685)	156,819
Obligations under capital leases — net change	(592)	3,258
Issue of common shares	—	39,900
Funds (absorbed by) provided from financing activities	(6,277)	199,977
INVESTING ACTIVITIES		
Additions to oil and gas properties	(20,620)	(12,407)
Additions to property, plant and equipment	(7,001)	(8,592)
Additions to investments	(31,581)	(9,784)
Acquisition of Sundance Oil Company	(953)	(187,220)
Petroleum Incentives Program grants	8,259	492
Proceeds on the disposal of an investment	34,020	—
Funds absorbed by investing activities	(17,876)	(217,511)
(DECREASE) INCREASE IN LIQUID ASSETS	(1,790)	2,366
LIQUID ASSETS AT BEGINNING	12,087	9,721
LIQUID ASSETS AT END	10,297	12,087

The Company's liquid assets include cash and short-term deposits less the short-term bank loan.

(R.S.Q., chapter S-22)

CONSOLIDATED BALANCE SHEET

As at March 31, 1986 (thousands of dollars)

SOQUIP

ASSETS	1986	1985
		(notes 3 and 15)
Current assets		
Cash and short-term deposits	12,724	16,167
Accounts receivable (note 4)	20,596	24,351
Petroleum Incentives Program grants receivable	2,694	371
Inventory of drilling supplies — at cost	530	601
Prepaid expenses	800	935
	37,344	42,425
Investments (note 5)	89,497	82,610
Oil and gas properties (notes 3 and 6)	203,641	202,553
Property, plant and equipment (note 7)	42,135	38,447
	372,617	366,035

LIABILITIES	1986	1985
		(notes 3 and 15)
Current liabilities		
Bank loan	2,427	4,080
Accounts payable and accrued charges	25,754	29,445
Payments due within one year:		
Long-term debt (note 8)	2,591	241
Take or pay advances	399	1,000
Obligations under capital leases (note 9)	592	525
	31,863	35,291
Long-term debt (note 8)	172,417	178,102
Take or pay advances	5,606	5,434
Obligations under capital leases (note 9)	2,666	3,258

SHAREHOLDER'S EQUITY		
Capital stock (note 10)	203,900	203,900
Deficit	43,835	59,950
	160,065	143,950
	372,617	366,035

Commitments and contingencies (note 13)

On behalf of the Board

Robert L. Vachon
Chairman of the Board

Richard Pouliot
President and Chief Executive Officer

SOQUIP

CONSOLIDATED STATEMENT OF DEFICIT

for the year ended March 31, 1986 (thousands of dollars)

	1986	1985
Retained earnings at the beginning of year, as previously reported	10,750	3,168
Prior year's adjustments — write-off of certain oil and gas properties (note 3)	70,700	72,000
Restated balance — Deficit at beginning of year	59,950	68,832
Net income for the year	16,115	8,882
Deficit at end of year	43,835	59,950

NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS — MARCH 31, 1986

1. INCORPORATION AND OBJECTS

The objects of the Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP), a company incorporated by special act in 1969, are to explore for, develop, produce, store, transport, purchase, import and sell hydrocarbons in liquid or gaseous form, directly or in partnership with other firms. Since April 1, 1981, the Company's enabling legislation has provided that, in pursuing its objects, the Company must endeavour to be profitable.

2. ACCOUNTING POLICIES

The financial statements of the Company have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles. These statements include amounts based on best judgment and estimates.

Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of the Company and its wholly owned subsidiaries, Exploration SOQUIP Inc. and its subsidiary, SOQUIP Alberta Inc. and its subsidiary, Sundance Oil Company and its subsidiary, and Sundance Oil Canada Ltd.

Investments

Investments in companies in which the Company has an interest in the voting shares of not less than 20% and not more than 50% are accounted for by the equity method insofar as the Company exercises a significant influence on the financial and administrative decisions of the company. Under this method, the investment is carried at cost and is increased by the Company's proportionate interest in the net income of the company since acquisition. The Company's share of dividends and losses is deducted from the carrying value. The surplus of the price paid over the book value of the shares acquired is depreciated over a period not exceeding 40 years according to the straight-line depreciation method. This depreciation is charged against proportionate revenues from earnings of companies subject to significant influence.

Oil and Gas Properties

The Company uses the full-cost method of accounting and the sole cost center is Canada.

In accordance with this method, the Company capitalizes all exploration and development costs to its oil and gas properties. These costs include land acquisition costs, geological and geophysical expenses, lease carrying charges on non-producing properties and drilling costs, as well as overhead related to exploration and development.

The Company capitalizes interest on qualifying assets using the effective interest rate on the Company's long-term debt. Qualifying assets include undeveloped properties awaiting or in the process of evaluation and major drilling, development and construction projects.

Costs are identified with projects that have been evaluated and projects currently being evaluated. The accumulated costs relating to projects that have been evaluated are depleted according to the unit-of-production method based on estimated proven oil and gas reserves.

Oil and gas properties that have been evaluated are carried at the lower of their depreciated value and the estimated value of proven oil and gas reserves.

The accumulated costs relating to projects being evaluated, including large projects to which no proven reserves can be assigned, are excluded from the depletion calculation until proven reserves are established or the project is considered abandoned.

Incentive payments under the Petroleum Incentives Program are applied against the cost of oil and gas properties.

The acquisition and exploration costs of certain oil and gas properties, as determined by SOQUIP management, involving costs incurred from the beginning of operations to March 31, 1981, and which did not result in the discovery of hydrocarbon reserves that can be economically developed, have been written off.

Property, Plant and Equipment
Property, plant and equipment are accounted for at acquisition cost. Depreciation is calculated according to the declining-balance method at the following annual rates:

Gas processing plants	5 %
Pipeline	6 %
Equipment	5 % to 20 %
Mobile equipment	8 % to 30 %.

Leasehold improvements are amortized in proportion to their useful life over the term of the lease.

Capital Leases
When, under the terms of a lease, substantially all benefits and risks associated with the ownership of the leased asset are either for the benefit of or to be assumed by the Company, the cost of the leased asset and the present value of the obligations flowing therefrom are accounted for in a manner similar to that of the financed purchase of an asset. The assets thus subject to a capital lease are amortized in accordance with the method used for other plant, property and equipment.

Joint-Venture Activities
The Company frequently conducts its activities through joint ventures with others. Only the Company's share of joint-venture activities is reflected in the financial statements.

Foreign Exchange
Accounts denominated in foreign currencies are translated into Canadian dollars on the following basis: current assets, current liabilities and long-term debt at the rates of exchange at the balance sheet date; other assets and liabilities at the rates in effect at the acquisition date or date of incurrence; revenues and expenses at average rates for the period except for depreciation, depletion and amortization which are at the rates used for the related assets. Exchange gains and losses arising on translation of long-term debt and other liabilities are deferred and amortized over the term of the related debt.

Income Taxes
The Company and certain subsidiaries are not subject to income tax. Those subsidiaries that are taxable follow the tax allocation method of accounting for the tax effect of the timing differences between taxable income and the income recorded in the accounts.

Take or Pay Advances
Pursuant to take or pay provisions in certain gas purchase contracts, advances have been received for gas to be delivered in the future. The Company is required to deliver a minimum of 10% of the prepaid gas outstanding during the first five months of each contract year. Such delivery commenced in November of 1984 and continues until the total amount is refunded. The Company recognizes these revenues upon delivery of the gas.

3. PRIOR PERIOD ADJUSTMENTS — WRITE-OFF OF THE COST OF CERTAIN OIL AND GAS PROPERTIES

Prior to April 1, 1981, the Company was at the exploration stage; accordingly, all its expenses, less various revenues, were capitalized to Oil and Gas Properties. As at April, 1, 1981, the Company determined that it was operational. As at March 31, 1982, the valuation of proven oil and gas reserves exceeded the depreciated cost of the oil and gas properties. This was also the case in subsequent years.

The full-cost method used by SOQUIP does not require a write-off if the recovery value of the proven oil and gas reserves exceeds the depleted cost of the properties. The Company has nevertheless decided to write off, retroactive to March 31, 1981, the acquisition and exploration costs of certain oil and gas properties which had been incurred from the beginning of SOQUIP's operations to March 31, 1981, and which did not yield hydrocarbon reserves that can be economically developed.

This retroactive adjustment reduces the following items:

	1986 ($000)	1985 ($000)
Oil and gas properties — depreciated and depleted cost	70,700	70,700
Depreciation and depletion for the year	—	1,300
Retained earnings at beginning of year	70,700	72,000

and increases the net income for the year ended March 31, 1986 by $2,913,000 representing the related depletion.

4. ACCOUNTS RECEIVABLE

	1986 ($000)	1985 ($000)
Companies subject to significant influence	4,453	3,332
Joint venture	3,599	4,276
Other	12,544	16,743
	20,596	24,351

SOQUIP

5. INVESTMENTS

	Interest (%)	1986 ($000)	1985 ($000)
Equity method			
Gaz Métropolitain, inc. (a) 8,000,000 (1985: 5,950,000) common shares without par value (market value $88,000,000; 1985: $53,550,000)	20.01	76,227	44,015
GNC Québec Ltée (a) 350,000 (1985: 100,000) common shares without par value and an advance of $554,500 (1985: $472,000)	25.00	—	46
Parex, a general partnership (b)	33.33	13,270	10,547
Gaz Inter-Cité Québec Inc. (1985: 27,005,682 common shares without par value)	—	—	28,002
		89,497	82,610

(a) The financial year of Gaz Métropolitain, inc. ends on September 30 and that of GNC Québec Ltée on December 31. Equity in the earnings of companies subject to significant influence of $13,445,000 was established on the basis of the audited financial statements at these respective dates and the unaudited financial statements for the periods to March 31, 1986. Dividends received during the year were $4,944,000.

(b) This general partnership was formed by a wholly owned subsidiary of SOQUIP and two other partners to carry out exploration activities off the coasts of Nova Scotia and Newfoundland. Related administrative expenses of $200,000 are carried at cost. Recovery of the investment depends on the success of the future activities of Parex, which is now in the exploration stage.

SOQUIP's share of the assets, liabilities and equity of the partnership as at March 31, 1986 is as follows:

	1986 ($000)	1985 ($000)
Assets	13,978	14,926
Liabilities	1,397	4,771
SOQUIP's equity	12,581	10,155

Because Parex's financial year ends on December 31, the above figures are taken from Parex's unaudited financial statements as at March 31, 1986.

6. OIL AND GAS PROPERTIES

	1986 ($000)	1985 ($000)
Evaluation completed	272,266	261,482
Less: write-off (note 3)	74,900	74,900
	197,366	186,582
Evaluation in process	24,744	22,214
	222,110	208,796
Accumulated depletion	22,669	10,443
Less: write-off (note 3)	4,200	4,200
	18,469	6,243
	203,641	202,553

Interest on long-term debt of $1,996,000 (1985: $595,000) and overhead expenses of $3,368,000 (1985: $998,000) were capitalized during the year to the cost of properties.

7. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

	1986			1985
	Cost ($000)	Accumulated Depreciation ($000)	Net ($000)	Net ($000)
Gas processing plants, equipment and properties	43,117	5,551	37,566	33,539
Pipeline	1,172	199	973	1,036
Equipment and mobile equipment under capital leases	4,025	429	3,596	3,872
	48,314	6,179	42,135	38,447

8. LONG-TERM DEBT

	1986 ($000)	1985 ($000)
SOQUIP		
Non-interest-bearing loans, repayable out of production revenues from certain gas reserves	236	327
Exploration SOQUIP Inc.		
Non-interest-bearing loan, repayable from June 1986 to June 1988 in annual instalments of $2,500,000, the balance payable in June 1989	10,177	10,177
SOQUIP Alberta Inc.		
Bank loan repayable in quarterly instalments over six years effective April 1, 1987. The amounts of the payments will be based on the indebtedness outstanding and the cash flow generated from the pledged oil and gas properties. This amount includes $6,048,000 U.S. translated to $8,442,000 CAN. (1985: $5,111,000 U.S.; $6,923,000 CAN.) as at March 31, 1986.	149,937*	147,301
Bank loan for an initial amount of $15,000,000, repayable in three equal annual payments from April 1, 1986. (The first payment was made in advance on April 1, 1985.)	10,000*	15,000
Bank loan repayable on demand and bearing interest at the Canadian prime rate plus 3/8 %	2,913	3,528
Other debt		
Estimated liabilities arising from the acquisition of Sundance Oil Company repayable in various amounts until 1999.	1,845	2,010
	164,695	167,839
	175,108	178,343
Payments due within one year	2,691	241
	172,417	178,102

* Pursuant to a loan agreement concluded December 17, 1984 with a Canadian bank, $29,000,000 bears interest at banker's acceptance rates and $80,900,000 bears interest at the Canadian or U.S. prime rate plus 3/8%. The balance of $50,000,000 bears interest at 10.93% a year. As at March 31, 1986, the weighted average rate of these loans amounted to 11.6%.

SOQUIP Alberta Inc. has pledged its producing and non-producing oil and gas properties and related assets, together with a general assignment of accounts receivable as well as assignments of the proceeds of contracts relating to the sale of hydrocarbons to secure the amounts outstanding under the credit facilities.

9. OBLIGATIONS UNDER LEASES

The following table shows minimum lease payments to be made after March 31, 1986, together with the present value of the obligations under leases.

For the year	Capital leases ($000)	Operating leases ($000)
1987	954	1,089
1988	954	1,090
1989	954	1,095
1990	1,313	486
1991	—	489
Total minimum lease payments	4,175	4,249
Less: Amount representing interest calculated at average rate of 12.12%	917	
Present value	3,258	
Less: Payments due within one year	592	
Obligations under capital leases	2,666	

10. CAPITAL STOCK

The capital stock of the Company is divided into shares with a par value of $50 each held by the Government of Québec.

	1986 ($000,000)	1985
AUTHORIZED		
5,100,000 shares	255.0	255.0
ISSUED AND SUBSCRIBED		
4,078,000 shares	203.9	203.9

SOQUIP

ADDITIONAL SUBSCRIPTIONS

The Act respecting the Société québécoise d'initiatives pétrolières provides that the balance of the authorized and unsubscribed capital stock in the amount of $51,100,000 millions may be subscribed for during the next fiscal years.

11. OIL AND GAS SALES

This amount represents primarily sales from reserves belonging to the Company or its wholly owned subsidiaries. It does not include the sum of $24,493,000 (1985: $11,967,000) corresponding to sales at cost by SOQUIP as intermediary under certain supply contracts.

12. NET FINANCIAL CHARGES

	1986 ($000)	1985 ($000)
Interest on long-term debt	17,692	5,365
Interest on obligations arising from capital leases	430	239
Interest income on deposits	(1,654)	(1,195)
	16,468	4,409
Interest capitalized to oil and gas properties	1,996	595
	14,472	3,814

13. COMMITMENTS AND CONTINGENCIES

(a) Under the partnership agreement constituting Parex in September 1983, the SOQUIP subsidiary Exploration SOQUIP Inc. is, with its partners, jointly and severally responsible for the obligations of the partnership. The subsidiary's share of additional investments specified to be made under the agreement, less anticipated Petroleum Incentives Program grants, is approximately $7,000,000.

(b) On April 8, 1986, the Company guaranteed with one of its partners the payment of certain costs to be incurred for a market development project. The Company's share of this conditional commitment is a maximum of $890,000.

(c) The Company is bound, on certain conditions, to make up any actuarial deficits under the provisions of defined-benefit pension plans. According to the actuarial evaluation carried out as at December 31, 1985, the Company's pension plans were fully funded.

(d) In addition to commitments made in the normal course of its business, the Company and one of its subsidiaries, as general partners, are responsible for the obligations of two limited partnerships.

(e) A civil action has been taken against a subsidiary of the Company in the amount of $1,500,000 U.S. ($2,094,000 CAN.) plus damages and legal costs, in respect of a property lease. The Company is of the opinion that it has honoured all of its obligations and that it has a valid counter claim to put forward as an offset to this suit.

14. RELATED-PARTY TRANSACTIONS

In the normal course of business, the Company sold gas to a company subject to significant influence for an amount of $12,330,000 (1985: $4,708,000).

15. COMPARATIVE FIGURES

Certain 1985 figures have been restated so that they conform with the presentation adopted in 1986.

FIVE-YEAR REVIEW

Financial Results (*) ($000)	85-86	84-85	83-84	82-83	81-82
Hydrocarbon sales	62,439	24,316	5,244	4,138	2,176
Total revenues	64,892	30,065	10,752	7,768	1,834
Net income	16,115	8,882	4,675	3,117	(1,725)
Funds provided from operations	22,500	10,466	3,490	2,375	(2,045)
Additions to oil and gas properties	21,573	179,726	41,220	30,978	5,690
Shareholder's equity	160,065	143,950	95,168	60,492	38,375
Total assets	372,617	366,035	117,828	93,111	45,595
Activities					
Production					
Natural gas — million cubic metres	392.6	90.7	35.7	31.9	22.3
(BCF)	(13.9)	(3.2)	(1.26)	(1.13)	(0.79)
Oil and natural gas liquids — cubic metres	110,128	10,290	6,263	917	—
(barrels)	(693,034)	(64,827)	(39,413)	(5,770)	—
Proven Reserves					
Natural gas — million cubic metres	6,235	6,239.5	1,128.5	1,171.7	—
(BCF)	(220.1)	(220.3)	(39.8)	(41.4)	—
Oil and natural gas liquids — thousand cubic metres	1,388.4	1,335.8	194.4	194.2	—
(thousand barrels)	(8,744)	(8,415.4)	(1,223.3)	(1,221.1)	—
Land Holdings (**)					
Gross — thousand hectares	13,507	26,366	39,029	45,323	46,022
(thousand acres)	(33,767)	(65,915)	(97 572)	(113,307)	(115,055)
Net — thousand hectares	233	452.1	13,231	12,325	12,886
(thousand acres)	(582)	(1,130)	(33,077)	(30,812)	(32,215)
Affiliated Companies ($000)					
Gross revenues	929,774	824,184	706,593	548,748	—
Net income	67,206	36,402	30,255	17,483	—
Dividends received by SOQUIP	4,944	3,733	3,307	2,408	—
Net assets	417,833	340,690	288,971	231,978	—
Net assets attributable to SOQUIP	88,637	82,610	68,202	37,115	—

* Certain figures from previous years have been restated so that they conform with the results of the year ended March 31, 1986.
** Including East Coast

Jacques Plante, Vice-President, Exploration-Production, SOQUIP, and Hélène Belleau, Executive Secretary.

EXPLORATION SOQUIP

In 1981, Exploration SOQUIP undertook a major five-year exploration program in Hudson Bay.

Geophysical surveys were done in 1982 and 1983, and four drilling sites were identified in the summer of 1984. In September of that year, Trillium Exploration Corporation joined the group, which already consisted of Canadian Occidental Petroleum Ltd., Onexco Oil & Gas Limited and Sogepet Limited, and became the operator of the project.

In the summer of 1985, Exploration SOQUIP took part in two wells, one with the Trillium group and the other with the ICG Resources Ltd. group, which held a separate exploration agreement. In April 1985, Exploration SOQUIP concluded a farmout agreement whereby Omega Hydrocarbons could earn an interest in both wells.

Beluga O-23, the well drilled by Trillium, SOQUIP, Onexco *et al.*, was drilled in 179 metres of water to a depth of 2,215 metres. It was abandoned on September 15, 1985, without testing hydrocarbons in commercial quantities.

Exploration SOQUIP also took part in Netsiq N-01, the well drilled by ICG *et al.* in 200 metres of water. This well reached a depth of 1,040 metres and was abandoned on October 21, 1985.

Exploration SOQUIP now has a 21% interest in 400,000 hectares (988,000 acres) and has the option to earn a 23 1/3% interest in 11 million hectares (27,170,000 acres) by taking part in another well.

It is highly unlikely, however, that the Company will pursue its exploration activities in this region, given the results of the latest wells and the changes to the Petroleum Incentives Program.

SOQUIP ATLANTIQUE

During 1985-86, SOQUIP pursued its oil exploration activities off the East Coast through its interest in PAREX, a partnership formed in September 1983.

Twelve new exploratory and delineation wells were drilled during the year under exploration agreements with Petro-Canada, Bow Valley Industries Ltd., Esso Resources Canada Limited and East Coast Energy Ltd. At year-end, SOQUIP Atlantique's land holdings were 451,342 hectares (1,128,355 acres), primarily in the Grand Banks region off the coast of Newfoundland. The Company has now taken part in a total of 19 wells, of which seven have shown oil and / or gas potential.

Under the exploration agreement concluded in November 1983 with Petro-Canada, SOQUIP Atlantique holds an interest in four oil wells: Terra Nova K-08 (1.67%), Beothuk M-05 (1.67%), Terra Nova K-07 (1.67%) and Terra Nova I-97 (0.42%). These discoveries have confirmed the presence of large quantities of oil, as well as the extent of the reservoir in the Terra Nova structure. Future drilling activities in this region will depend on the economic conditions of the industry.

The farmin agreement concluded in March 1984 with Bow Valley has enabled SOQUIP Atlantique to earn a 2.34% interest in the Whiterose N-22 and Whiterose J-49 discoveries off the coast of Newfoundland. A third well, Whiterose L-61, is now drilling.

The agreement signed in November 1984 with Esso covers the Flemish Pass region off Newfoundland. SOQUIP Atlantique earned a 4.17% interest in Exploration Agreement no. 240 by drilling the Baccalieu I-78 well. It may earn an equivalent interest in Exploration Agreement no. 241 with the drilling of Kyle L-11 in the summer of 1986. A new agreement with Esso on the Nova Scotia Shelf gave SOQUIP Atlantique an interest in Exploration Agreement no. 122 with the drilling of Merigomish C-52.

Moreover, since May 1985 PAREX has held a 2.692% interest in Exploration Agreement no. 150 off Nova Scotia. Two wells, Louisbourg J-47 and Citadel H-52, have been drilled under this agreement.

Center, René Bédard, Vice-President, General Counsel, and Land Manager. Left, Louise Rousseau, Contract Administrator, and, right, Pierre S. Boivin, Legal Counsel.

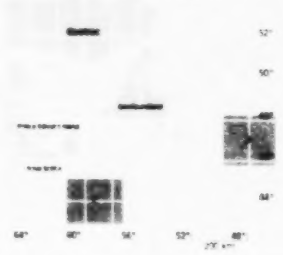
SOQUIP Service Contract

Since its inception, PAREX has contracted the detailed interpretation of geophysical, geological and well data to a team of SOQUIP professionals in Québec City. The evaluation of the petroleum potential of all PAREX's areas of interest off the East Coast should be completed by the end of 1986.

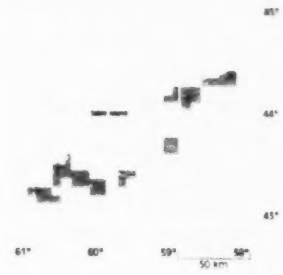
Future Activities

In future, PAREX will concentrate its activities on those areas where it has made its main discoveries. The only drilling planned for the near term is that required under existing farmin agreements.

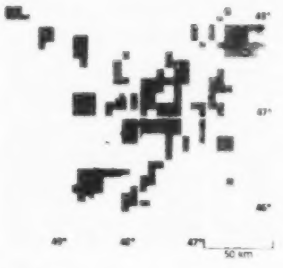
PAREX Land Holdings 1 and 2 (at March 31, 1986)



PAREX Land Holdings 1



PAREX Land Holdings 2



PAREX land holdings

- Location
- Dry well
- Oil well
- Oil shows
- Gas well
- Oil / gas well

One of SOQUIP's reasons for selling its interest in Gaz Inter-Cité Québec to Gaz Métropolitain in 1985 was that the transaction would create a larger-scale Québec company in the energy-distribution sector.

GAZ MÉTROPOLITAIN

In line with the diversification of its energy-sector activities, SOQUIP acquired 20% of the shares of Gaz Métropolitain (GMi) in 1981 and 1982. Since then, the Company has maintained this level of ownership and, with GMi, has played a leading role in the growth of Québec's natural gas markets, one of the main objectives of the province's energy policy.

Since GMi was established in 1957, its main activities have been the transportation and distribution of natural gas in Québec. In the past year, GMi considerably expanded its system. On May 7, 1985, SOQUIP, Inter-City Gas Corporation and Caisse de dépôt et placement du Québec agreed to sell GMi all their shares in Gaz Inter-Cité Québec Inc. (GICQ), which since March 1981 had held the exclusive right to distribute natural gas in eastern Québec. Until then, the franchise area served by GMi had been limited to the island of Montréal and a number of municipalities in a 100-kilometre radius.

In a separate transaction, GMi acquired all shares of Gaz Provincial du Nord de Québec Ltée and Champion Pipeline Corporation Limited. Today, the area served by GMi includes more than 95% of Québec's potential natural gas market. On July 12, 1985, the Régie de l'électricité et du gaz du Québec authorized GMi's acquisition of the two distributors, as well as the subsequent merger of the three companies.

One of SOQUIP's reasons for selling GMi its 49% interest in GICQ was that the transaction would create a larger-scale Québec company in the energy-distribution sector. SOQUIP also wanted to enable GMi to enjoy a more competitive position in Québec and to become a more influential company within Canada as the deregulation of the oil and gas industry got under way.

Along with this transaction, SOQUIP also concluded a 15-year contract to supply natural gas to GMi. SOQUIP now has three long-term contracts to supply GMi with a total of 1,703,000 cubic metres (60.1 MMcf) per day, volumes which are required for the expansion of GMi's markets.

Main Results

GMi's fiscal year was changed from the calendar year to a year ended September 30. Accordingly, the period ended September 30, 1985 covers only nine months. For a better understanding of the results, 12-month periods ended September 30, 1984 (1983-84) and September 30, 1985 (1984-85) were used in the company's latest annual report. The results are shown in the charts on this page.

During this period, sales of natural gas increased by 13.5% over 1983-84 and revenues by 11.6%. Net income per share increased by 12.2%. The results of the first six months of the current year, to March 31, 1986, show a total increase of 28.1% in sales volume, of which 24.7% is attributable to the areas acquired in May 1985. Revenues for this period and net income attributable to common shares increased in a similar fashion.

Outlook

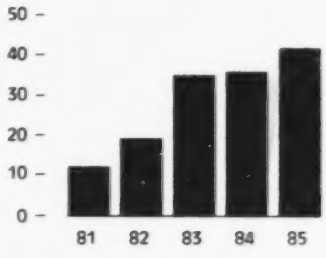
The share of the Québec market held by natural gas has grown remarkably in the past two years but is expected to stabilize by the end of the decade. GMi's sales volume should then move in relation to the implementation of new projects and the growth rate of the economy.

The company's main development thrusts should reflect this outlook. Maintaining existing customers, seeking new markets, innovating and increasing operating efficiency are priorities for future growth. In the year to come, GMi plans to begin examining new growth opportunities in other areas of activity, principally in the energy sector. Accordingly, the company intends to expand from a natural gas distributor to a diversified energy company. To this end, it created the holding company Noverco Inc., which will act as a corporate vehicle for its diversification into non-regulated areas.

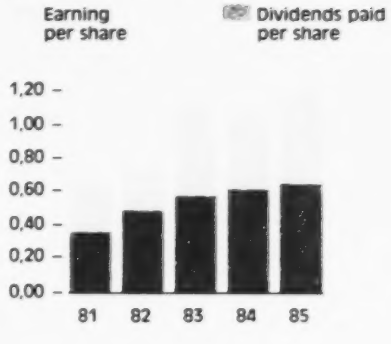
As well, in May 1986 GMi announced the creation of a wholly owned subsidiary, Métro Gaz Marketing, inc., with offices in Calgary and Montréal. On the liberalized market for natural gas, this subsidiary will deal with GMi's current suppliers, including SOQUIP, and sell natural gas at highly competitive prices to its customers.

GMi also announced that it had joined the SOLIGAZ consortium, a project which was developed by SOQUIP and fits well into the company's diversification program. GMi's initial interest in the venture is 20%.

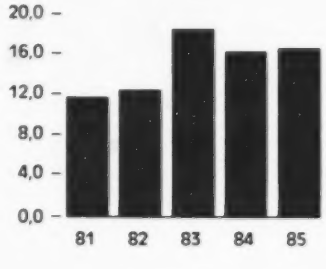
Changes in Net Income
(millions of dollars)



Earnings and Dividends
per common share (dollars)



Rate of Return on Average Common Shareholders' Equity
(percentage)



GNC QUÉBEC

SOQUIP has held 25% of the capital stock of GNC Québec since the company was created in 1982 to promote natural gas as a vehicle fuel (NGV) in Québec. To do so, GNC Québec is establishing an NGV distribution network, opening vehicle-conversion centers and marketing this fuel to a target clientele that consists mainly of owners and operators of commercial vehicles.

Main Results

In 1985, GNC Québec continued to expand its NGV distribution network on the main Québec markets where natural gas is available. This network now consists of 22 public fueling stations and five private stations, compared with seven public and three private stations at the end of 1984. Moreover, seven new conversion centers are now operating in the Montréal, Québec City, Rouyn and Trois-Rivières regions.

During the year, 1,560 vehicles were converted to NGV, a considerable increase from the 400 vehicles converted the preceding year. Vehicle-conversion grants of $900 provided by Gaz Métropolitain contributed significantly to this result.

Outlook

GNC Québec plans to open several fueling stations in the Laval and Montréal areas in 1986-87. The company also intends to add the Chicoutimi, Drummondville and Sherbrooke markets to its distribution network.

The development of the market for natural gas as a vehicle fuel could, however, be slowed over the short term by the drop in the price of oil. Although NGV is still cheaper than gasoline, its competitive position has been weakened somewhat, and this will delay its penetration of the market.

GAS TRANSPORT DIVISION

During 1985-86, SOQUIP significantly developed its role as a distributor of natural gas by trailer. Previously, all supplies were obtained from SOQUIP's Saint-Flavien gas field near Québec City. This year, however, the Company began serving industrial customers from a pipeline at Saint-Elie d'Orford near Sherbrooke. The volumes sold by the Gas Transport Division more than doubled, increasing from 13.75 million cubic metres (0.49 Bcf) in 1984-85 to 32.68 million cubic metres (1.16 Bcf) in the past year.

The Gas Transport Division now operates a fleet of 20 trailers which, from compression stations at Saint-Flavien and Saint-Elie d'Orford, serve some 10 major industrial customers in a 130-kilometre radius of these supply points.

Saint-Flavien Station

The production from the Saint-Flavien field increased during the year to 14.8 million cubic metres (0.52 Bcf), up from 12.5 million cubic metres (0.44 Bcf) the previous year. Proven reserves were re-evaluated during the year and now stand at 127.6 million cubic metres (4.5 Bcf).

The production from the Saint-Flavien station includes sales to an industrial customer connected to one of the field's two wells by a 13-kilometre pipeline.

Saint-Elie d'Orford Station

In October 1985, SOQUIP officially inaugurated the Saint-Elie d'Orford compression station. The station is completely automated, so that no manpower is required to fill the trailers. The gas is taken directly from the mainline which transports it from the wells operated in Western Canada by SOQUIP and its partners. The target clientele for this new distribution method is located outside Gaz Métropolitain's distribution system, in the Eastern Townships and Bois-Francs regions.

Outlook

The increasing expertise acquired by SOQUIP personnel in recent years has resulted in a constant refinement of the technology used to build compression stations, as well as decompression stations at the plants of industrial customers.

Because the operations of these industrial customers vary widely, as do their volumes and rates of consumption, the Gas Transport Division has also been able to improve and refine the logistics of gas transport.

Therefore, now more than ever before, SOQUIP is in a position to market, in Québec and elsewhere, its expertise in the transport of natural gas by trailer. In addition to the knowledge the Company has gained, it is also advancing this technology in other ways, including participation in a research program with the Université du Québec à Trois-Rivières. The purpose of the program is to develop an adsorbent that would make it possible to transport by trailer the same volumes of gas drawn directly from the pipeline without the need for a compression station to raise the pressure of the gas.

Profile of Current Customers

The versatility of trailer delivery enables SOQUIP to supply natural gas to companies involved in such diverse fields as food production, pulp and paper, and smelting. Their consumption ranges from 2,400 to 4,000 cubic metres (85,000 to 141,000 cubic feet) per day.

Constant Mercier, Operations Foreman at Saint-Elie d'Orford, and Pierre Houle, Operations Director, Gas Transport Division.

SOLIGAZ Project

SPECIAL PROJECTS

SOLIGAZ

In the spring of 1986, SOQUIP formed the SOLIGAZ consortium along with Alberta Natural Gas, Gaz Métropolitain, and The SNC Group. The consortium's ultimate objective is to establish in Montréal a permanent system supplying markets in Québec and neighboring regions with natural gas liquids (NGLs), primarily butane and propane.

SOQUIP is convinced that markets in Québec and Eastern Canada require an economic supply of NGLs transported from Western Canada by pipeline, and has taken an active interest in this project since 1984. The studies carried out to date have demonstrated the project's technical and economic feasibility. The creation of the SOLIGAZ consortium made it possible to form a full-time task force in Montréal to carry out the project.

Supplying Montréal with NGLs would involve constructing in the city's east end a fractionation plant with a capacity of 5,200 cubic metres (33,000 barrels) per day and developing a transportation system, with storage areas (terminals) in Edmonton, Superior, Wisc., and Sarnia.

The SOLIGAZ project will supply the target markets at competitive prices and will open new markets for producers in Western Canada. Moreover, the SOLIGAZ plant will help to maintain and develop Montréal as a petrochemical center.

Outlook

This project depends primarily on the conversion of the oil pipeline operated by Interprovincial Pipe Line Limited (IPL) between Sarnia and Montréal to transport NGLs (high vapor pressure) in addition to crude oil. IPL is now doing a technical study of the conversion, and an application for the authorization to convert the line should be filed with the National Energy Board (NEB) in the fall of 1986. During the NEB hearings on this matter, SOLIGAZ will have to demonstrate the existence of significant potential markets, the availability of the required NGLs in Western Canada and the project's economic worth.

SOLIGAZ personnel will also conclude NGL supply agreements with oil producers in Western Canada. The necessary arrangements will be made in cooperation with CanPet Marketing, a company formed by independent producers, including SOQUIP Alberta, to market crude oil and NGLs.

Until the fractionation plant comes on stream, SOLIGAZ intends to take two temporary measures to supply Montréal with NGLs: imports from overseas and butane injection into the flow of crude oil transported by pipeline from Western Canada to the refineries in east-end Montréal.

UNDERGROUND STORAGE

During the year, SOQUIP pursued its efforts to establish the potential of the Pointe-du-Lac and Saint-Flavien gas fields as underground storage facilities for natural gas.

Pointe-du-Lac

In the spring of 1985, SOQUIP re-entered two existing wells in the former Pointe-du-Lac gas field, which was operated commercially from 1961 to 1976. Two new shallow wells were drilled in July and December to define the reservoir's specific characteristics more precisely. The injection and withdrawal tests scheduled for the fall of 1985 and winter of 1985-86 had to be deferred, however.

The data acquired confirmed the presence of natural gas in the structure, which could be used as a cushion during storage. It was also possible to determine the reservoir's permeability and better evaluate its storage and production capacities.

SOQUIP prepared an economic evaluation of the project and is now discussing it with Gaz Métropolitain, which is considering using the reservoir to improve its supply and sales management.

Joly

At Joly, near Saint-Flavien, SOQUIP and its partners drilled a well on a structure adjoining the gas field in order to determine the presence of gas and the storage potential. The well reached a depth of 1,329 metres without encountering gas in commercial quantities. It did, however, cross reservoir rock having good physical properties and containing water and trapped gas.

A preliminary analysis of the technical feasibility of the underground storage potential was carried out early in 1986. The conclusions of the report are now under study.

MOROCCO

In September 1985, SOQUIP signed a two-year agreement with Petro-Canada to provide technical assistance to Morocco's oil sector. This contract was the result of a previous agreement between Petro-Canada International Assistance Corporation (PCIAC), a subsidiary of Petro-Canada, and Morocco's Office national de recherches et d'exploitation pétrolières (ONAREP).

Under the agreement with Petro-Canada, SOQUIP has provided a team of five oil-exploration specialists assigned to specific projects and the training of Moroccan technicians.

The purpose of this work, which is financed by assistance funds from the Government of Canada, is to provide a new integrated regional evaluation of Morocco's hydrocarbon potential and to make recommendations to ONAREP on future work and promotional efforts aimed at the private sector. The results may enable Morocco, which produces only 15% of the energy it consumes, to reduce its dependence on imports.

The SOQUIP team assigned to this project consists of geologists, geophysicists and a drilling engineer. Most of these specialists took up their duties late in 1985.

This agreement recognizes the technical expertise of SOQUIP's specialists in conventional and offshore oil exploration and enables the Company to earn additional revenues on the international market.

HORIZONTAL DRILLING

Over the past two years, SOQUIP has been working on a project to use horizontal drilling techniques in Canada. The Company is pursuing discussions with Horwell of France, the firm that developed the technology.

Horizontal drilling could be used in Canada to increase daily production and achieve total recovery in heavy oil fields. The application of the technology requires a number of preliminary studies, however.

During the year, the Company developed a project that calls for the drilling of two wells in 1986 in a deposit belonging to Saskoil, an oil company formerly owned by the Government of Saskatchewan. But SOQUIP must first conclude agreements with Saskoil and Horwell, and obtain government assistance for this technological-development project. Under the terms of the program, SOQUIP and a private company will share the cost of the initial phases of the project.

Until now, the project has been the responsibility of SOQUIP's exploration group in Québec City. During 1986-87, however, SOQUIP Alberta is to take charge of it. The impact of lower hydrocarbon prices on SOQUIP Alberta's short-term ability to finance new projects may, however, be a determining factor in the development of this project.

André Trépanier, Coordinator, Morocco Project, and a Moroccan colleague

Pierre Boivin, Director, Administration and Public Affairs, and Yves Rheault, Vice-President and Corporate Secretary.

The expertise of SOQUIP's personnel includes an overview and general understanding of the energy sector in Québec and throughout Canada.

ADMINISTRATION AND PUBLIC AFFAIRS

During the year, SOQUIP combined the management of its human and physical resources with that of its public affairs and communications activities.

Because SOQUIP's main activities have continuously evolved over the past five years, it became necessary to re-evaluate the Company's manpower. As a result, almost 25% of the Company's positions were eliminated, and the head office staff was reduced to its lowest level in more than 10 years. The majority of the employees affected by the layoffs were involved directly in oil exploration in Québec or in support tasks related to these activities.

Despite this reduction, SOQUIP's field of expertise still encompasses most of the specializations related to hydrocarbon exploration, production and distribution, including, in particular, the legal, technical, economic and regulatory aspects.

The introduction of office automation continued during the year and helped to boost productivity. Moreover, the training program was adapted to the needs of the Company and the members of its staff.

During the last quarter, SOQUIP also undertook a program to reduce its inventory of oil-exploration materials and equipment. This program complemented the other measures taken to substantially reduce overhead and administrative expenses, primarily as a result of the cutback in exploration activities in Québec and Eastern Canada. The combined effects of these measures will continue to be felt in the year to come.

The communications and public affairs program was adapted to the new energy and political context that prevailed in 1985-86. Corporate advertising and promotion were considerably reduced. External communications were essentially designed to meet special needs of the Company or its associated firms. Planning and holding special events, designing printed materials and effecting internal communications took priority.

DIRECTORS

Robert L. Vachon
Chairman of the Board
Outremont, Québec
Chairman of the Board
Le Groupe Christie Ltée

Richard Pouliot*
Cap-Rouge, Québec
President and
Chief Executive Officer
SOQUIP

Antoine Ayoub*
Sillery, Québec
Full Professor
Laval University
Director
Groupe de recherche
en économie de l'énergie (GREEN)

Gilles Blondeau
Montréal, Québec
President
Groupe Optimum Inc.

Jean Boisvert*
Trois-Rivières, Québec
Manager, Metallurgical Services
Reynolds Aluminum Company
of Canada Limited

Jacques V. Goyer
Town of Mount Royal, Québec
Vice-President, Financial Services
Fiducie du Québec

Georges Lachapelle*
Saint-Lambert, Québec
President
Bau-Val Inc.

Renaud Lapierre*
Lac-Beauport, Québec
Administrator

Jacqueline Lemieux Boutet*
Montréal, Québec
President
Jacqueline Boutet Inc.

Jacques Paquin*
Montréal, Québec
President
Cogesfonds Inc.

Hugh Robert Wynne-Edwards*
Montréal, Québec
Vice-President, Research
and Development, and
Chief Scientific Officer
Alcan International Limited

COMMITTEES OF THE BOARD

Corporate Development and Organization Committee
Robert L. Vachon
Richard Pouliot
Antoine Ayoub
Gilles Blondeau
Jacques Paquin
Hugh Robert Wynne-Edwards

Human Resources and Remuneration Committee
Robert L. Vachon
Richard Pouliot
Jean Boisvert
Georges Lachapelle
Jacqueline Lemieux Boutet

Audit Committee
Robert L. Vachon
Richard Pouliot
Jacques V. Goyer
Renaud Lapierre
Jacques Paquin

OFFICERS

Richard Pouliot
President and
Chief Executive Officer

René Bédard
Vice-President, General Counsel,
and Land Manager

Jean A. Guérin
Vice-President, Corporate Planning

Jean R. Lajoie
Vice-President, Finance

Jacques Plante*
Vice-President,
Exploration-Production

Yves Rheault
Vice-President and
Corporate Secretary

Pierre Boivin
Director, Administration and
Public Affairs

* Director of SOQUIP Atlantique Inc. and Exploration SOQUIP Inc.

CORPORATE INFORMATION

SOQUIP

Head Office
1175, rue de Lavigerie
Case postale 10650
Sainte-Foy, Québec
G1V 4P5
Telephone (418) 651-9543
Telecopier (418) 651-2292

SOQUIP Alberta Inc.
600, Selkirk House
555 — 4th Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3E7
Telephone (403) 298-3000
Telecopier (403) 290-0852

SOQUIP Atlantique Inc.
1175, rue de Lavigerie
Case postale 10650
Sainte-Foy, Québec
G1V 4P5
Telephone (418) 651-9543
Telecopier (418) 651-2292

Bankers

National Bank of Canada

Solicitors

Stein Monast Pratte & Marseille
Québec City, Québec

Macleod Dixon
Calgary, Alberta

Investments

Gaz Métropolitain, Inc.
1717, rue du Havre
Montréal, Québec
H2K 2X3

PAREX
Suite 500
639 — 5th Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0M9

GNC Québec Ltée
Suite 550, West Tower
500, rue Sherbrooke ouest
Montréal, Québec
H3A 1B9

SOLIGAZ
Suite 1610
425, boul. de Maisonneuve ouest
Montréal, Québec
H3A 3G7

Auditors

SOQUIP
Le vérificateur général du Québec

SOQUIP Alberta Inc.
Sundance Oil Company
Coopers & Lybrand

Exploration SOQUIP Inc.
SOQUIP Atlantique Inc.
Price Waterhouse

Metric Conversion Table

Natural gas

1 m^3	= 35.301 cubic feet
$10^3 m^3$	= 1 000 cubic metres
	= 35.301 thousand cubic feet
$10^6 m^3$	= 1 million cubic metres
	= 35.301 million cubic feet
$10^9 m^3$	= 1 billion cubic metres
	= 35.301 billion cubic feet (BCF)

Oil

1 m^3	= 6.293 barrels
	= 220.1 imperial gallons
1 litre	= 0.220 imperial gallon

Energy

GJ	= gigajoule or 1 billion joules
	= 0.948213 million BTU
TJ	= terajoule or 1 trillion joules
	= 0.948213 billion BTU
PJ	= petajoule or
	= 1 quadrillion joules
	= 0.948213 trillion BTU
TOE	= tonnes of oil equivalent
	= 39 682 490 BTU

Area

1 ha	= 1 hectare = 10 000 m^2
	= 2.47 acres

Length

1 m	= 1 metre
	= 3.2808 feet
1 km	= 1 kilometre
	= 0.6214 mile

Published by the Administration and Public Affairs Division of SOQUIP

Le rapport annuel de SOQUIP est disponible en français et en anglais.

Pour la version française, veuillez vous adressez à:

SOQUIP
Affaires publiques
1175, rue de Lavigerie
Case Postale 10650
Sainte-Foy (Québec)
Canada G1V 4P5

Graphic design
Dialogue Communication

Legal deposit — second quarter 1986
Bibliothèque nationale du Québec
ISBN 2-550-16261-7
ISSN 0714-5500